

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONDENSADOS CONSOLIDADOS**

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

Al y por el periodo de tres meses terminados al 31 de marzo de 2024.
(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2023 y por el periodo de tres meses terminado al 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
ACTIVO			
<i>Activo Corriente:</i>			
Efectivo y equivalentes al efectivo	4	\$ 1.276.575.643	\$ 1.629.477.082
Otros activos financieros	5	18.201.920	19.687.046
Otros activos no financieros	6	182.953.979	109.126.197
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.593.561.289	2.610.259.197
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	18.214.091	15.835.483
Inventarios, neto	9	525.198.790	534.984.310
Activos mantenidos para la venta	10	424.508.688	424.508.688
Activos por impuestos de renta	11	105.255.345	106.062.126
Total activo corriente		\$ 5.144.469.745	\$ 5.449.940.129
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	361.501.473	365.208.600
Otros activos no financieros	6	279.729.076	284.702.340
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	49.706.519	57.254.678
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	50.335.189	54.740.718
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	1.438.718.503	1.499.261.575
Propiedades, planta y equipo, neto	14	21.940.324.654	21.758.779.814
Plusvalía	15	108.411.480	107.840.122
Activos por impuestos diferidos	16	19.318.773	18.156.518
Total activo no corriente		\$ 24.248.045.667	\$ 24.145.944.365
Total activo		\$ 29.392.515.412	\$ 29.595.884.494
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	1.493.660.753	2.180.692.213
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	2.330.781.953	3.070.227.174
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	2.043.875.326	266.929.547
Provisiones	19	191.644.541	225.473.844
Pasivos por impuestos	20	408.438.138	410.178.227
Otros pasivos no financieros	21	321.270.710	348.170.207
Provisiones por beneficios a los empleados	22	126.651.652	132.366.206
Total pasivo corriente		\$ 6.916.323.073	\$ 6.634.037.418
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	17	7.777.848.707	7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	18	217.101.939	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	251.307.438	246.389.316
Provisiones	19	244.158.717	218.923.985
Otros pasivos no financieros no corrientes	21	264.158	-
Provisiones por beneficios a los empleados	22	467.287.890	507.362.135
Pasivos por impuestos diferidos	16	528.019.737	528.135.092
Total pasivo no corriente		\$ 9.485.988.586	\$ 8.995.509.078
Total pasivo		\$ 16.402.311.659	\$ 15.629.546.496

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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Patrimonio			
Capital emitido	23	655.222.313	655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.783.197.947	1.851.635.302
Costos de capital		(6.508.367)	(6.508.367)
Otro resultado integral (ORI)		(118.109.783)	(155.295.479)
<i>Utilidad del periodo</i>		756.269.078	1.938.215.238
<i>Utilidades retenidas</i>		744.783.120	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		4.246.328.225	5.228.518.219
Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora		\$ 12.122.209.830	\$ 13.135.651.483
Participaciones no controladoras		867.993.923	830.686.515
Total patrimonio		12.990.203.753	13.966.337.998
Total pasivo y patrimonio		\$ 29.392.515.412	\$ 29.595.884.494

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 | Firmato da
FRANCESCO
BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

 | Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO
RUEDA

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2024)

Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA

Visto por CARLOS EDUARDO
PUENTES SUAVITA

Visto por LUZ DARY
SARMIENTO QUINTERO

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

Estado de Resultados Intermedio, Condensado Consolidado, por Naturaleza

Por el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2024

(Con cifras comparativas por el período de tres meses terminado al 31 de marzo de 2023)

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

	Nota	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023
Ingresos de actividades ordinarias	24	\$ 4.087.089.512	\$ 3.772.836.174
Otros ingresos de operación	24	22.908.389	35.789.775
Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación		4.109.997.901	3.808.625.949
Aprovisionamientos y servicios	25	(2.096.571.926)	(1.767.071.853)
Margen de contribución		\$2.013.425.975	\$ 2.041.554.096
Otros trabajos realizados por el Grupo y capitalizados	13 y 14	41.826.199	37.312.764
Gastos de personal		(140.929.429)	(141.902.684)
Otros gastos fijos, por naturaleza		(179.743.593)	(193.560.601)
Resultado bruto de operación		1.734.579.152	1.743.403.575
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(269.975.926)	(255.048.930)
Pérdidas por deterioro		(16.358.346)	(18.073.308)
Resultado de operación		1.448.244.880	1.470.281.337
Ingresos financieros		57.866.732	86.529.524
Gastos financieros	26	(328.963.822)	(298.279.466)
Diferencia en cambio, neto		(3.077.525)	10.561.013
Resultado financiero, neto		(274.174.615)	(201.188.929)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación		(4.004.415)	303.380
Resultados en venta y disposición de activos, neto	27	(1.330.100)	(874.506)
Resultados antes de impuestos		1.168.735.750	1.268.521.282
Gasto por impuestos a las ganancias		(377.031.636)	(464.007.955)
Utilidad del período		\$ 791.704.114	\$ 804.513.327
Utilidad atribuible			
A los accionistas		756.269.078	798.297.461
Participación no controlada		35.435.036	6.215.866
Resultado del período		\$ 791.704.114	\$ 804.513.327
Resultado por acción básica y diluida			
Ganancia por acción básica y diluida		5.079	5.361
Número de acciones ordinarias en circulación		148.913.918	148.913.918

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 | Firmado da
FRANCESCO
BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Visto por FANNY
AZUCENA MARTINEZ SABA

Visto por CARLOS
EDUARDO PUENTES SUAVITA

Visto por LUZ DARY SARMIENTO
QUINTERO

Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO RUEDA

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



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

(Véase mi informe del 14 de mayo de 2024)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Condensado Consolidado
Por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Cifras comparativas por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023
Resultado del período	\$ 791.704.114	\$ 804.513.327
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(518.844)	2.143.051
Ganancias (pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	40.971.935	(44.004.502)
Diferencias en conversión de negocios en el extranjero	14.689.133	(169.679.011)
Otro resultado del período, antes de impuestos	\$ 55.142.224	\$ (211.540.462)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del período, antes de impuestos:		
Pérdidas por coberturas de flujos de efectivo	(27.555.277)	(88.106.588)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del período, antes de impuestos	(27.555.277)	(88.106.588)
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período		
(Pérdidas) ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	(12.236)	79.903
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del período	(12.236)	79.903
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del período		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	9.610.985	25.741.506
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del período	9.610.985	25.741.506
Total otro resultado integral	37.185.696	(273.825.641)
Resultado Integral Total	\$ 828.889.810	\$ 530.687.686
Utilidad atribuible:		
A los accionistas	793.454.774	524.471.820
Participación no controlada	35.435.036	6.215.866
Utilidad del período	\$ 828.889.810	\$ 530.687.686

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 | Firmato da
FRANCESCO
BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal


Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA

Visto por CARLOS EDUARDO
PUENTES SUAVITA

Visto por LUZ DARY SARMIENTO
QUINTERO

Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO
RUEDA

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodriguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2024)

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales
Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Condensado Consolidado
Por el período de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Cifras comparativas por el período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado integral					Participaciones no controladoras	Total patrimonio	
	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
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	798.297.461	798.297.461	6.215.866	804.513.327
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	-	(273.825.641)	-	(273.825.641)
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	798.297.461	524.471.820	6.215.866	530.687.686
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	798.297.461	524.471.820	6.215.866	530.687.686
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.848.080.865)	(2.848.080.865)	(102.951.351)	(2.951.031.916)
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	109.826.863	109.826.863	6.051.847	115.878.730
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	(1.909.336.525)	(2.213.781.862)	(90.683.638)	(2.304.465.500)
Patrimonio final al 31-03-2023	\$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	\$218.753.192	\$(161.277.083)	\$749.644.242	\$807.120.351	\$4.088.600.442	\$12.958.149.536	\$1.050.753.234	\$14.008.902.770
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	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	756.269.078	756.269.078	35.435.036	791.704.114
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	-	37.185.696	-	37.185.696
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	756.269.078	793.454.774	35.435.036	828.889.810
Total resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	756.269.078	793.454.774	35.435.036	828.889.810
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.072)	(1.806.896.427)	-	(1.806.896.427)
Incrementos por otros cambios, patrimonio	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.872.372	1.872.372
Total incremento (disminución) en el patrimonio	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	(982.189.994)	(1.013.441.653)	37.307.408	(976.134.245)
Patrimonio final al 31-03-2024	\$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	\$(27.117.768)	\$(155.486.201)	\$64.494.186	\$(118.109.783)	\$4.246.328.225	\$12.122.209.830	\$867.993.923	\$12.990.203.753

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 | Firmato da
FRANCESCO
BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA

Visto por CARLOS EDUARDO
PUENTES SUAVITA

Visto por LUZ DARY SARMIENTO
QUINTERO

Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO
RUEDA

Alba Lucía Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



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

(Véase mi informe del 14 de mayo 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 tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Cifras comparativas por el periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024	Periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación		
Clases de cobros por actividades de operación:		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	\$ 4.141.542.641	\$ 3.574.992.603
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	25.740.656	25.571.631
Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas	3.348.086	63.065.063
Otros cobros por actividades de operación	662.557.079	745.122.446
Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:		
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(2.463.587.453)	(1.994.894.700)
Pagos a y por cuenta de los empleados	(113.705.628)	(110.089.476)
Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas.	(59.673.516)	(51.315.427)
Otros pagos por actividades de operación	(905.112.742)	(371.530.680)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	1.291.109.123	1.880.921.460
Impuestos a las ganancias pagados	(450.470.546)	(273.920.174)
Reclasificación de efectivo mantenido para la venta	-	(43.950.232)
Otras (salidas) de efectivo	(53.861.696)	(78.290.145)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	786.776.881	1.484.760.909
Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles	(665.846.996)	(651.690.094)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(15.239.798)	(24.395.651)
Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	363.796	17.734.126
Intereses recibidos actividades inversión	16.439.634	35.251.488
Otras entradas (salidas) de efectivo	942.652	(6.005.128)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(663.340.712)	(629.105.259)
Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	860.000.000	1.014.645.301
Pago de préstamos	(1.040.239.655)	(872.759.555)
Intereses pagados financiación	(285.670.654)	(204.592.030)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF 16)	(7.263.082)	(6.749.184)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)	(10.658.465)	(9.121.733)
Otras entradas de efectivo financiación	7.494.248	57.882.845
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(476.337.608)	(20.694.356)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(352.901.439)	834.961.294
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	1.629.477.082	1.215.342.798
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	\$ 1.276.575.643	\$ 2.050.304.092

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 | Firmado da
FRANCESCO BERTOLI

Francesco Bertoli
Representante Legal

Firmado por ALBA
LUCIA SALCEDO
RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda
Contador Público
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur
Revisor Fiscal
Tarjeta Profesional 145083-T
Miembro de KPMG S.A.S.
(Véase mi informe del 14 de mayo de 2024)

Visto por FANNY AZUCENA
MARTINEZ SABA

Visto por CARLOS EDUARDO
PUENTES SUAVITA

Visto por LUZ DARY SARMIENTO
QUINTERO



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

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

www.kpmg.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL 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 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado consolidado de resultados y el estado condensado consolidado del otro resultado integral, por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado consolidado de flujos de efectivo por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024; y
- las notas a la información financiera intermedia.

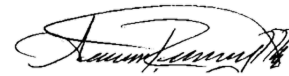
La administración es responsable por la preparación y presentación de esta información financiera intermedia condensada consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera 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, nada ha llamado mi atención que me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 31 de marzo 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.

14 de mayo 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.....	56
3.	Políticas contables.....	63
4.	Efectivo y equivalentes al efectivo	63
5.	Otros activos financieros	65
6.	Otros activos no financieros	69
7.	Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.....	70
8.	Saldos y transacciones con partes relacionadas	76
9.	Inventarios, neto	82
10.	Activos mantenidos para la venta	84
11.	Activos por impuesto de renta	84
12.	Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	85
13.	Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	88
14.	Propiedades, Planta y Equipo, neto	91
15.	Plusvalía	97
16.	Impuestos diferidos, neto	97
17.	Otros pasivos financieros	100
18.	Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.....	106
19.	Provisiones	108
20.	Pasivos por impuestos corrientes	125
21.	Otros pasivos no financieros	129
22.	Provisiones por beneficios a los empleados	130
23.	Patrimonio	136
24.	Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	137
25.	Aprovisionamientos y servicios	141
26.	Gastos financieros.....	142
27.	Resultado en venta y disposición de activos, neto	143
28.	Contingencias.....	144
29.	Sanciones.....	165
30.	Mercado de derivados energéticos	169
31.	Información sobre valores razonables	169
32.	Categorías de activos y pasivos financieros	171
33.	Segmentos de Operación.....	171
34.	Hechos relevantes.....	175
35.	Eventos subsecuentes	176

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

1. Información general

1.1. Ente Económico

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

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

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

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

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

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

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

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)

económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 31 de marzo 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%
Jaguito Solar 10MW S.A.	100,00%
PH Don Pedro S.A.	99,46%
PH Rio Volcán S.A.	99,15%
Progreso Solar 20MW S.A.	100,00%
P.H. Chucás S.A.	99,50%

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

➤ **Colombia**

● **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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

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

➤ **Costa Rica**

• **Enel Costa Rica CAM S.A.**

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

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

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

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

➤ **Panamá**

- **Enel Panamá CAM S.R.L.**

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

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

La actividad principal de Enel Panamá CAM S.R.L., consiste en operar y desarrollar plantas de generación de energía hidroeléctrica, fotovoltaica y fuentes renovables. La capacidad total instalada es de 361.7 MW Dc más 65 MW Dc en construcción.

Enel Panamá CAM S.R.L. está conformado por siete (7) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y seis (6) plantas de generación fotovoltaicas, una (1) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentra en proceso de construcción al 31 de marzo de 2024.

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renovable S.R.L.
- Jaguito Solar 10MW S.A.
- Progreso Solar 20MW 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)

- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.

- **Enel Fortuna S.A.**

Enel Fortuna S.A., es una sociedad anónima constituida bajo las leyes de la República de Panamá. Inició operaciones bajo una administración privada el 8 de enero de 1999, resultante del proceso de privatización en la que el Gobierno de Panamá vendió 49% de las acciones comunes a Américas Generation Corporation (AGC), en la actualidad Enel Panamá CAM, S.R.L. y 1.1% a los empleados del antiguo IRHE.

En abril de 2009 Enel Panamá CAM S.R.L. adquirió el 1.06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del antiguo IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50.06% de las acciones de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49.9%, y los antiguos empleados del antiguo IRHE el 0.04% restante.

Entre el 14 de abril de 2006 a febrero de 2007 las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L., fueron adquiridas en su totalidad por Enel Investment Holding B.V. Actualmente y producto de cambios corporativos las acciones de Enel Panamá CAM, S.R.L. son poseídas en 99.97% por Enel Colombia S.A. E.S.P., sociedad del Grupo Enel cuya última controladora es Enel S.p.A. y está domiciliada en Roma, Italia.

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

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

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

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

- La ASEP otorga a Enel Fortuna S.A. una concesión para la generación de energía hidroeléctrica, mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí.
- Enel Fortuna S.A. está autorizada a prestar el servicio público de generación de electricidad, el cual comprende la operación y mantenimiento de una planta de generación eléctrica, con sus respectivas líneas de conexión a las redes de transmisión y equipos de transformación, con el fin de producir y vender en el sistema eléctrico nacional y realizar ventas internacionales de energía.

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

- El término de vigencia de la concesión otorgada tiene una duración de cincuenta (50) años. El mismo puede ser prorrogado por un período de hasta cincuenta (50) años, previa solicitud a la ASEP y su debida aprobación.
- Enel Fortuna S.A. tendrá el derecho de poseer, operar y mantener los bienes del complejo y realizar mejoras sobre los mismos. Se requerirá aprobación previa en los casos en que aumente la capacidad de la planta en 15% o más en el mismo sitio.
- Enel Fortuna S.A. tendrá la libre disponibilidad de los bienes propios y los bienes del complejo.
- Enel Fortuna S.A. tendrá los derechos sobre los bienes inmuebles y derechos de vía o paso, dentro del Complejo Hidroeléctrico pudiendo realizar todas las actividades necesarias para la generación y venta de energía hidroeléctrica. Así mismo, también tendrá el derecho de vía o acceso a las áreas del complejo hidroeléctrico actualmente habilitadas y en uso.
- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la Compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 31 de marzo de 2024, la compañía tiene un total de 59 empleados permanentes.

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

• **Enel Renewable S.R.L.**

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

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

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

El día 27 de agosto de 2022 la Escritura pública No. 18, 634 del 18 de agosto de 2022, quedó debidamente inscrita en Registro Público de Panamá, Sección Mercantil, por la cual se modificó

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

el nombre de sociedad y en adelante se denomina Enel Renovable S.R.L., continuando su existencia corporativa sujeta a las disposiciones de la Ley 4 de 2009 y a las demás regulaciones aplicables de la República de Panamá.

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

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

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

➤ **Guatemala**

• **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 Iburgüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre de 1999.

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

Accionistas	No. de Acciones	% de Participación
Enel Américas S.A.	100	0.0001%
Enel Colombia S.A. E.S.P.	67.207.900	99.9999%
Total	67.208.000	100%

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

• **Generadora de Occidente S.A.**

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

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

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

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

Socios	Capital	% de Participación
Enel Colombia S.A. E.S.P.	1.609.938	99.0000%
Enel Guatemala S.A.	16.262	1.0000%
Total	1.626.200	100%

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

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

- **Tecnoguat S.A.**

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

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

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

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

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

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

de Negocios Spazio, 15 avenida 5-50 zona 15, Nivel 11, Oficina 1103, Ciudad de Guatemala, Guatemala. Su término de duración es indefinido.

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

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

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

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

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

• **Renovables de Guatemala S.A.**

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

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

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

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

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

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

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

1.1.1. Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 32 centrales que se describen a continuación:

Colombia

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

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

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

La situación presentada por el Fenómeno del Niño no afecta la capacidad declarada en las centrales hidráulicas.

Centroamérica.

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Fortuna	Hidráulica	300	Panamá
Esperanza	Solar	26	Panamá
Jaguito	Solar	13	Panamá
Chiriqui	Solar	12	Panamá
Milton Solar	Solar	10	Panamá
Sol Real	Solar	11	Panamá
Estrella Solar	Solar	8	Panamá
Sol De David	Solar	8	Panamá
Vista Alegre	Solar	8	Panamá
Caldera Solar	Solar	5	Panamá

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]	País
Palo Viejo	Hidráulica	88	Guatemala
El Canadá	Hidráulica	46	Guatemala
Montecristo	Hidráulica	13	Guatemala
Matanzas	Hidráulica	12	Guatemala
San Isidro	Hidráulica	3	Guatemala
Chucás	Hidráulica	50	Costa Rica
Rio Volcán	Hidráulica	17	Costa Rica
Don Pedro	Hidráulica	14	Costa Rica

1.2. Comercialización de Gas

Las ventas de gas (operación desarrollada únicamente en Colombia) realizadas entre enero y marzo de 2024 fueron de 15,2 Mm³, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, mercado regulado y GNV en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá.

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

1.3. Contratos de colaboración empresarial

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

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

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

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

Se ha firmado un nuevo acuerdo el cual tiene vigencia a partir de octubre de 2023 hasta octubre de 2029 (6 años) bajo un contrato de colaboración Open Book, ya que se acordó entre las partes no dar continuidad a la iniciativa de operar el negocio de "Crédito Fácil Codensa" bajo una nueva

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

compañía de financiamiento comercial considerando las condiciones desfavorables de mercado actuales.

Enel Colombia S.A. ESP 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 31 de marzo 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

Energía Eléctrica

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

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

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

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

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

En el caso de las subastas de contratos de largo plazo de FNCER, se encuentran respaldadas por la Ley 1715 de 2014, el Decreto 2469 de 2014, y la Ley 1955 de 2019. Esta última, en su artículo

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

296, establece la obligatoriedad de los agentes comercializadores de adquirir un porcentaje mínimo de este tipo de energía (entre el 8 y el 10%). La legislación vigente se modernizó mediante la Ley 2099 de 2021, que define el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, y entre otros se establece los beneficios tributarios que se constituyen como incentivos.

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

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

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

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

A partir de noviembre de 2021 y a través de la CREG 148 de 2021, se han reglamentado la conexión y operación de plantas solares fotovoltaicas y eólicas en el SDL con capacidad efectiva neta o potencia máxima declarada igual o mayor a 5 MW.

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

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

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

En marzo de 2022, la CREG publicó la resolución 101 001 de 2022 de Implementación de la Infraestructura de Medición Avanzada - AMI. La resolución publicada tiene carácter definitivo y

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

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

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

En abril de 2022 el Ministerio de Minas y Energía publicó y puso en marcha la hoja de ruta de Energía Eólica Costa Afuera, como producto de un trabajo entre el Ministerio y el Banco Mundial. Dentro de la hoja de ruta se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km² de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y La Guajira, a partir de lo cual se plantearon como metas 1 GW instalados en 2030, 3 GW al año 2040, y de 9 GW al año 2050, con un estimado de USD 27 billones de inversiones requeridas. En agosto del 2022, el Ministerio de Minas y Energía definió un proceso competitivo para el otorgamiento del permiso de ocupación temporal sobre áreas marítimas con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eólica costa afuera y se convocó a la primera ronda, y en octubre del 2023 el Ministerio puso en consideración modificaciones a este proceso competitivo.

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

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

Mediante la Resolución 101-025 de 2022, la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la modificación de la Fecha de Puesta en Operación (FPO)

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

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

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

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

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las tarifas de energía que pagan los usuarios en el país, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) optimizar los costos de arranque y parada en plantas térmicas, en aras de reducir costos de restricciones, (iii) abrir un mecanismo voluntario para que los comercializadores que atiendan usuarios finales y los generadores renegocien los precios, tiempos e indexadores de los contratos bilaterales de energía eléctrica, y (iv) establecer un mecanismo para permitir a los comercializadores diferir los pagos que deben realizar en el mercado mayorista, y a los transmisores y los operadores de red.

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

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

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

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

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

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

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

En marzo de 2023, la CREG mediante la Resolución No 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con el fin de dar cumplimiento a la obligación

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

de que entre el 8 y el 10% de las compras de energía de los agentes comercializadores provengan de FNCER.

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

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

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

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

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

El Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 fue expedido el 19 de mayo de 2023 (Ley 2294), con disposiciones transversales para toda la cadena del sector. En lo correspondiente a generación, se destaca la modificación a las transferencias que deben asumir los proyectos FNCER (6% para plantas nuevas y 4% para plantas en operación) y la eliminación de la exención del impuesto sobre las ventas para paneles solares. Para distribución, se resalta la posibilidad de flexibilizar el plan de inversiones y la agilización de licenciamientos para proyectos de infraestructura, disposiciones que impulsan la movilidad eléctrica y otras que paralelamente la desincentivan, remuneración por el

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

uso de la infraestructura por parte de telemáticos, promoción de autogeneración en edificios de la administración pública y normalización de redes en asentamientos subnormales. En cuanto a asuntos ambientales, se hacen relevantes las indicaciones para los planes de ordenamiento territorial, la creación de consejos territoriales del agua y la priorización del diálogo y concertación con población campesina. Finalmente, se habilitó a la empresa encargada del servicio de interconexión nacional (transmisión) para participar en las actividades de generación, comercialización y distribución de electricidad, y se incluyeron algunos artículos para impulsar y financiar proyectos en torno a la transición energética.

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

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

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

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

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

En agosto de 2023, el gobierno nacional emitió el Decreto 1276 de 2023, en el marco de emergencia económica, social y ecológica en el departamento de La Guajira. La norma establece que las transferencias por la generación de energía, que inicialmente estaban establecidos para los municipios y distritos de la zona de influencia de los proyectos, podrán ser destinados a otros municipios y distritos del departamento de La Guajira; establece una destinación específica para

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

estas transferencias para proyectos relacionados con la Transición Energética; autoriza a la CREG la creación de un régimen tarifario especial y diferencial de carácter transitorio para el departamento de La Guajira; y establece una contribución de 1.000 COP por factura que deberán pagar todos los usuarios de los estratos 4, 5 y 6 y de 5.000 COP para los usuarios industriales y comerciales.

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

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

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

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

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

En el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía igualmente expidió la Resolución 40619, a través de la cual definió que durante el Fenómeno El Niño únicamente se exportará energía generada por plantas térmicas que operen con combustibles líquidos, que no se requieran en el despacho para cubrir la demanda doméstica. La medida estará vigente hasta el 30 de abril de

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

2024 y podrán ser derogada o prorrogada según la evolución del abastecimiento hidroeléctrico. Posteriormente esta resolución fue modificada por la Resolución 40718 de 2023, permitiendo que las exportaciones se puedan hacer por parte de todas las plantas térmicas que no entren en el despacho central, sin importar el combustible que utilizan para generar.

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

En octubre de 2023 fue creada e instalada la Comisión Accidental de Energías Renovables no Convencionales en la Cámara de Representantes, la cual se conformó para impulsar, tanto por medio de diálogos con el sector privado como de proyectos e iniciativas legislativas, los proyectos FNCER actuales y futuros en el país. La comisión inicio sesiones en 2024.

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

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

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

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

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

externalidad en el mercado con potenciales implicaciones para la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica y en general para la actividad económica del país.

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

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

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

En diciembre de 2023, la CREG publicó la Resolución CREG 101 028 de 2023, por la cual se modifica la Resolución CREG 119 de 2007, la cual establece una alternativa para la recuperación de los saldos de opción tarifaria, donde se incluyó una nueva variable denominada COT (costo asociado con la recuperación del saldo de la opción tarifaria del comercializador correspondiente) en el componente C de la fórmula tarifaria. La aplicación de las disposiciones es voluntaria por parte de los comercializadores que decidan acogerse a las medidas, previo aviso a la CREG y a la SSPD.

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

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

En diciembre de 2023, el Ministerio de Minas y Energía publicó el Decreto 2236 de 2023 con el fin de reglamentar parcialmente el artículo 235 de la Ley 2294 de 2023 del Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026 en lo relacionado con las Comunidades Energéticas en el marco de la Transición Energética Justa en Colombia. El Decreto crea la actividad de autogeneración colectiva (AGRC), autogenerador colectivo (AC). Entre los objetivos de las comunidades energéticas está el de aumentar la cobertura del servicio de energía, mejorar la eficiencia energética, descentralizar la

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

generación, el almacenamiento y el consumo de energía, descarbonizar la economía con el uso de FNCER, desarrollar la economía local y territorial, ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, además de generar, comercializar y usar eficientemente la energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y recursos energéticos distribuidos de forma comunitaria.

Establece la posibilidad de asociación de comunidades energéticas y la alianza de comunidades energéticas y asociaciones de comunidades energéticas con terceros de los sectores público, privado y/o popular.

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

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

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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

En el mismo mes, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) publicó las Circulares 001 y 003 de 2024, en cumplimiento del numeral 5.2.3.2.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, en las que se publican las metas de calidad del servicio en los SDL establecidas para cada Operador de Red, respecto del año 2024. Estas metas serán las consideradas para la aplicación del esquema de incentivos a la calidad media establecido en la regulación.

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 las 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.

Aspectos Ambientales

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

La Ley 2169 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,

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

sin embargo, la tarifa a la cual se liquidan cambia con respecto a la Resolución 19 de 2022. Y en el Artículo 2. Base Gravable y Tarifa del Impuesto Nacional al Carbono, se incluye el carbón sólido en el impuesto.

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

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

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

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

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

Desde el Congreso de la República fue expedida la Ley sobre Pasivos ambientales (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.

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

Gas Natural

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

- Pronósticos de producción de gas natural declarados respecto de 184 campos.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

El Ministerio de Minas y Energía publica entre el 21 de octubre de 2021 al 28 de diciembre de 2021, tres resoluciones: Resolución 00763, Resolución 01124, Resolución 01446 de 2021, las cuales

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

generan modificaciones en la Declaración de Producción de Gas Natural para el período 2021 – 2030, cambiando las PC (Producción Comprometida) y PTDV (Producción Total Disponibles para la Venta) para los campos: Bullerengue, Chuchupa, Ballena, Nutria, Llanito, Provincia, Bonanza, Corazón, Corazón West, La Cira Infantas, La Salina, Lisama, Pauto Sur, Payoa, Providencia, Tesoro y Yariguí-Cantagallo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Marco regulatorio Centroamérica: Costa Rica, Guatemala y Panamá.

Mercado Eléctrico Regional - MER

El concepto de Mercado Eléctrico Centro Americano implica dos componentes:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Costa Rica

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

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular la planificación del sector eléctrico que se encuentra a cargo de la Secretaría de Planificación Sectorial de Ambiente y Energía (SEPLASA).

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N°7593). La Ley N°7593 le otorgó a la ARESEP, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N°7200 y N°7508. Según su ley de creación

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

(Ley N°449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

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

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

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

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

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

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

El papel del distribuidor como intermediario en la energía es de vendedor único en su zona de atención y el costo de compra de la energía al Sistema de Generación es trasladado directamente a las tarifas del Sistema de Distribución. A partir de 2013 se aplica una metodología para reconocer

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

trimestralmente el impacto de los combustibles en las tarifas, previo ajuste de la tarifa de generación para no duplicar dicho impacto.

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

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

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

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

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

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

En febrero de 2023, la Dirección Sectorial de Energía del Ministerio de Ambiente y Energía – MINAE publicó el Decreto 43879 de 2023, por el cual regula la Ley 10086 de 2022 sobre la integración de los Recursos Energéticos Distribuidos - DER del Sistema Eléctrico Nacional – SEN,

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

bajo los criterios de eficiencia, confiabilidad, continuidad, seguridad y sostenibilidad. El decreto es de aplicación obligatoria para todos los abonados, generadores distribuidos, personas físicas o jurídicas, que posean, operen, diseñen, ensamblen, instales, conecten, integren, controlen, DER, para uso de las instalaciones de los usuarios finales o para ser interconectados al SEN, así como para las empresas eléctricas cuando los DER sean interconectados al SEN en sus diferentes modalidades y servicios auxiliares.

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

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

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

Guatemala

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

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

El mercado eléctrico de Guatemala funciona como un libre mercado desde 1996, donde fueron separadas las actividades de la industria eléctrica, por lo que se abrió a la libre competencia la generación y la comercialización de energía. La transmisión y la distribución funcionan como

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

actividades reguladas donde participan empresas privadas y públicas para prestar el servicio, otorgadas mediante licitación pública.

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

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

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

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

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

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

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

El 29 de agosto de 2022 se publicó la Ley de incentivos para la movilidad eléctrica, mediante el Decreto 40 de 2022. Esta ley tiene como objetivo principal facilitar y promover la importación, compraventa y uso de vehículos eléctricos, híbridos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico en Guatemala, buscando contribuir a la diversificación de la matriz energética y a la

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

mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero con lo cual el país muestra un claro compromiso para cuidar el medio ambiente. La Ley también declara de interés público la promoción y uso de vehículos eléctricos, de hidrógeno y sistemas de transporte eléctrico, para promover la inversión en la infraestructura y producción de energía eléctrica, la eficiencia en el transporte público y privado, la diversificación de la matriz energética y la descarbonización del parque vehicular.

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

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

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

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

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

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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.

Panamá

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

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

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

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

Los participantes productores, conformados por los generadores, auto generadores y cogeneradores ubicados en la República de Panamá; los distribuidores cuando venden excedentes de generación propia a terceros tienen diversas opciones para participar en el mercado Panameño;

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

- i) Ventas de energía y potencia al mercado de corto plazo o spot cuyo precio es definido por CND,
- ii) Ventas por mercado de contratos y iii) Ventas a mercados de contratos de clientes libres aquellos que tengan una demanda superior a 100 kW.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(placa verde), estacionamientos preferenciales; al igual que le permitirá al ciudadano revender energía para cargar vehículos eléctricos.

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

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

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

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

La Resolución de Gabinete 139 - Gaceta 29681- A de 6 de diciembre de 2022, aprueba la Estrategia Nacional de Innovación el Sistema Interconectado Nacional (ENISIN). Documento que contempla los lineamientos, prioridades y estrategias políticas de innovación para la modernización del Sistema Interconectado Nacional (SIN), a fin de mantener la seguridad y confiabilidad en la operación y comercialización del sistema eléctrico; tomando en cuenta la integración de las energías renovables, la incorporación de sistemas inteligentes en el control de las redes eléctricas y la futura entrada de sistemas de almacenamiento de energía, junto al

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

incremento de la demanda eléctrica generado por la movilidad eléctrica. Dentro de las metas de la estrategia se plantean: a) Incorporar una capacidad de almacenamiento en energía del 5% de la demanda total prevista para 2030; b) reducir al 2030 los indicadores SAIFI y SAIDI en un 50% respecto a los niveles de la norma vigente al 2020; c) alcanzar una participación activa de la demanda, grandes clientes superior al 30% del consumo de energía total; d) fomentar el aporte de generación renovable no convencionales, provenientes de centrales conectadas al SIN y generación distribuida, superior al 20% del consumo de energía al 2030.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En septiembre de 2023, la Asamblea Nacional ratificó la entrada de Panamá a la Alianza Solar Internacional mediante la ratificación de la Ley 395 del 13 de septiembre de 2023. Este acuerdo

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

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

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

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

convencionales, provenientes de centrales de generación conectadas al SIN y de generación distribuida (incluyendo prosumidores), sea superior al 20% del consumo de energía al 2030.

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.

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 tres meses terminados el 31 de marzo 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 conmutaciones pensionales parciales de conformidad con lo dispuesto en el numeral 5 del artículo 2.2.8.8.31 del Decreto 1833 de 2016, informando las variables utilizadas y las diferencias con el cálculo realizado en los términos del marco técnico bajo NCIF.

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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.

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.

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

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.
- 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

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

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.

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

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

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

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

Las inversiones en asociadas o negocios conjuntos se miden en los estados financieros 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.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(5) Las combinaciones de negocios bajo control común se registran utilizando como referencia el método "pooling of interest". Bajo este método los activos y pasivos involucrados en la transacción se mantienen reflejados al mismo valor libros en que estaban registrados en la matriz última, lo anterior sin perjuicio de la eventual necesidad de realizar ajustes contables para homogenizar las políticas contables de las empresas involucradas. El Grupo no aplica un registro retrospectivo de las combinaciones de negocio bajo control común.

(6) Cuando se pierde control sobre una subsidiaria, se dan de baja en cuentas los activos y pasivos de la subsidiaria, cualquier participación no controladora relacionada y otros componentes de patrimonio. Cualquier ganancia o pérdida resultante se reconoce en resultados. Si se retiene alguna participación en la ex subsidiaria y ésta se contabiliza utilizando el método de participación, se reconoce la parte de la ganancia o pérdida que procede de la nueva medición a valor razonable en el resultado del período solo en la medida de la participación en la nueva asociada; si la participación que se retiene se contabiliza de acuerdo con NIIF 9, la parte de la ganancia o pérdida se reconoce en su totalidad en el resultado del período.

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

2.10 Moneda funcional y de presentación

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

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

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).
- 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 31 de marzo de 2024	
	Cierre	Medio
Dólar Estadounidense \$US	\$ 3.842,30	\$ 3.920,24

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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldos en bancos (a)	\$ 1.084.020.269	\$ 1.488.597.242
Otro efectivo y equivalentes al efectivo (b)	192.494.334	140.822.246
Efectivo en caja	61.040	57.594
	\$ 1.276.575.643	\$ 1.629.477.082

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

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

Detalle por moneda (*)	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pesos Colombianos	\$ 1.082.502.144	\$ 1.426.298.913
Dólares Americanos	188.940.878	193.775.591
Colón Costarricense	3.011.671	7.009.975
Quetzal Guatemalteco	2.120.950	2.392.603
	\$ 1.276.575.643	\$ 1.629.477.082

(*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 31 de marzo 2024 y 31 de diciembre 2023 de \$3.842,30 y \$3.822,05 por US\$1, respectivamente.

(a) **Colombia**

En Enel Colombia S.A. E.S.P., la disminución en el año 2024 en el efectivo, por valor de \$354.287.490, está dada principalmente por recaudo \$3.967.720.084, pagos a proveedores por \$(3.085.344.651), pago de deuda e intereses por \$(467.487.767), pago de impuestos por \$(444.132.913) y otros por \$(325.042.243).

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. la variación en el primer trimestre del año 2024 con respecto al 2023 corresponde a recaudos de facturación por venta de energía por \$27.146.863, crédito intercompañía por \$2.100.000, pagos realizados a los proveedores XM S.A. E.S.P. y a otros operadores de red por \$(27.926.554); y otros gastos financieros por \$(74.964).

Centroamérica

En Centroamérica el saldo en bancos a 31 de marzo de 2024 es de \$186.416.777; 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 en el primer trimestre del 2024 versus 2023, se origina principalmente en que las carteras colectivas presentan mayores recursos para el manejo de las operaciones diarias.

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

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

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

Al 31 de marzo de 2024, el importe de la provisión por deterioro del efectivo y equivalentes al efectivo es de \$269.382.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de marzo 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 a 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pagos de préstamos e intereses y otros	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	Saldo al 31 de marzo de 2024
Bonos	\$2.450.471.339	\$ -	\$(118.013.297)	\$24.683	\$56.997.867	\$ -	\$ -	\$2.389.480.592
Préstamos y obligaciones bancarias	6.635.299.682	860.000.000	(1.207.897.012)	3.623.590	228.447.323	-	-	6.519.473.583
Pasivos por arrendamientos	270.376.030	-	(17.921.547)	3.752.642	6.936.483	12.110.640	-	275.254.248
Instrumentos derivados	78.183.734	7.503.167	-	-	-	-	1.614.136	87.301.037
Préstamos vinculados	269.536.156	-	-	8.497.973	-	-	-	278.034.129
Otros	-	-	(8.919)	-	-	-	-	(8.919)
Total, pasivos por actividades de financiación	\$9.703.866.941	\$867.503.167	\$(1.343.840.775)	\$15.898.888	\$292.381.673	\$12.110.640	\$1.614.136	\$9.549.534.670

	Flujos de efectivo			Cambios distintos al efectivo				
	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	Saldo al 31 de marzo de 2023
Bonos	\$3.232.918.315	\$ -	\$(398.027.011)	\$(279.978.736)	\$100.282.582	\$ -	\$ -	\$2.655.195.150
Préstamos y obligaciones bancarias	3.932.280.366	1.014.645.301	(679.324.574)	279.384.172	114.994.023	-	-	4.661.979.288
Pasivos por arrendamientos	294.675.470	-	(15.870.917)	2.455.861	6.159.791	(937.792)	-	286.482.413
Instrumentos derivados	4.615.446	57.697.562	-	(6.660.042)	-	-	(23.561.147)	32.091.819
Otros	-	-	185.283	-	-	-	-	185.283
Total, pasivos por actividades de financiación	\$7.464.489.597	\$ 1.072.342.863	\$(1.093.037.219)	\$(4.798.745)	\$221.436.396	\$(937.792)	\$(23.561.147)	\$7.635.933.953

5. Otros activos financieros

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Fideicomisos	\$ 8.097.363	\$ -	\$ 7.527.351	\$ -
Fideicomisos (1)	8.097.476	-	7.527.508	-
Deterioro Fideicomisos (*)	(113)	-	(157)	-
Garantías mercados derivados energéticos (2)	3.385.078	-	1.989.904	-
Otros activos (3)	3.257.162	334.365.735	4.181.735	334.949.991
Embargos judiciales	1.788.348	-	3.693.358	-
Embargos judiciales (4)	1.794.944	-	3.713.944	-
Deterioro embargos judiciales (*)	(6.596)	-	(20.586)	-
Instrumentos derivados de cobertura (5)	1.673.969	26.998.506	2.294.698	30.057.440
Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (6)	-	137.232	-	201.169
Total	\$ 18.201.920	\$ 361.501.473	\$ 19.687.046	\$ 365.208.600

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

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

- (1) Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023 el saldo de los fideicomisos se detalla a continuación:

	<u>Al 31 de marzo 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Fideicomisos Embalse Tominé (a)	\$ 4.362.949	\$ 5.301.917
Fideicomisos OXI FiduPopular(b)	1.800.000	-
Fideicomisos Embalse Muña (a)	1.170.594	1.476.032
Fideicomisos Proyecto ZOMAC (c)	529.163	524.100
Fideicomisos OXI Fiduprevisora(d)	234.770	225.459
Total	\$ 8.097.476	\$ 7.527.508

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

- (a) El saldo a 31 de marzo de 2024 corresponde a los fideicomisos con:

BBVA- Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No.31636 por \$4.167.357 y Fideicomiso No.31555 por \$195.592, destinados para la administración, operación, mantenimiento y mejoramiento del embalse de conformidad con la resolución No 0776 de 2008. Con el Embalse de Muña Fiduciaria el Fideicomiso No.31683 por valor de \$1.170.594 destinado para el cumplimiento al fallo del Consejo de Estado dentro de la acción popular radicada con el No. 479 de 2001 y para el cumplimiento de la resolución No.1153 del 17 de junio de 2015 para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental del Embalse del Muña. Durante el primer trimestre del año 2024, los Fideicomisos cumplieron con su destinación, y realizaron uso de sus recursos, administración de honorarios, servicios y gastos financieros.

- (b) Corresponde al negocio fiduciario de La Fidupopular. 10362022- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P., Oxi Convenio, el cual maneja el negocio de generación, para los proyectos de obras por impuestos, creado el 9 de febrero de 2024.
- (c) El Fideicomiso Corficolombiana- ZOMAC CDI Cundinamarca se constituyó a partir de la aprobación de la Agencia de Renovación del Territorio (ART) de vinculación por el pago del impuesto sobre la renta y complementarios para el período gravable 2019, mediante la ejecución de proyectos viabilizados de trascendencia social en los diferentes municipios ubicados en zonas más afectadas por el conflicto armado (ZOMAC). Al 31 de marzo de 2024 se presenta variación por la constitución del Fideicomiso ZOMAC Maicao, con el fin de realizar obras en este territorio para el pago de impuestos.
- (d) Corresponde al negocio fiduciario de La Fiduprevisora. 116558- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. Oxi Convenio, el cual maneja el negocio de distribución, para los proyectos de obras por impuestos, creado el 7 de noviembre de 2023.

- (2) La variación corresponde, a la liquidación de las operaciones comerciales de venta y compra financiera de energía, celebradas en el mercado Derivex a través del comisionista.

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

Contiene principalmente el valor de la liquidación de coberturas, la valoración, las garantías y sus rendimientos.

- (3) Al 31 de marzo de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P., el valor de \$3.257.162, corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2024, las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$334.365.735 que corresponden principalmente a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L. en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$43.939.677 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 tiene un activo financiero no corriente que se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US \$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 31 de marzo de 2024 es de US \$43.082.610.

El activo financiero ha sido determinado como el valor presente de los cargos futuros por disponibilidad descontados al costo promedio ponderado de capital (WACC) de 7.02%, correspondiente al WACC estimado por la Gerencia a una fecha cercana a la notificación de la orden de proceder con la construcción de la Planta, que fue el 26 de septiembre de 2011.

Al 31 marzo de 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.

- (4) Al 31 de diciembre del 2023, el Grupo tenía \$3.713.944 en depósitos judiciales como garantía de 33 procesos judiciales, durante el primer trimestre del año 2024 hubo reintegro sobre 1 proceso por valor de \$1.919.000 que origina un saldo al 31 de marzo de 2024 de \$1.794.944.

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

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

Entidad	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
BBVA Colombia S. A.	\$ 677.120	\$ 1.015.997
Scotiabank Colpatría S. A.	607.750	592.331
Banco de Occidente	452.000	2.148.283
Banco de Bogotá S. A.	130.255	(2.008.395)
Bancolombia S. A.	120.300	1.244.038
Banco Agrario de Colombia S. A.	13.884	66.547
Banco AV Villas S. A.	12.499	126.825
Banco Caja Social S. A.	4.336	6.905
Banco Santander Colombia S. A.	3.406	2.510
Banco Davivienda S. A.	1.978	795.323
Empresa de Energía de Cundinamarca	802	802
Citibank Colombia S. A.	-	30.885
Banco Pichincha S. A.	-	3.544
Itaú Corpbanca Colombia S.A.	(229.386)	(311.651)
	\$ 1.794.944	\$ 3.713.944

(5) Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo 2024 tiene constituido un (1) derivado 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	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	\$ 1.673.969	\$ -
	Cobertura tasa de interés						BR 3M +		
Swap	deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	USD	0.75%	-	26.998.506
Total valoración								\$ 1.673.969	\$ 26.998.506

Enel Colombia S.A.S. E.S.P. al 31 de diciembre de 2023 tiene constituidos tres (3) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.004.521	USD	3.954,80	\$ 987.316	\$ -
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	1.118.558	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
	Cobertura tasa de Interés								
Swap	deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	30.057.440
Total valoración								\$ 2.294.698	\$ 30.057.440

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

Títulos participativos en acciones	Actividad económica	Acciones ordinarias	% Participación	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Derivex S.A.	Comercial	51.348	5%	\$ 128.398	\$ 192.338
Acciones de cuantía menor en otras compañías	Energía			8.834	8.831
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 137.232	\$ 201.169

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

6. Otros activos no financieros

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Anticipos para adquisición de bienes (1)	\$ 101.108.337	\$ 1.959.573	\$ 81.189.222	\$ 1.949.246
Gastos pagados por anticipado (2)	57.826.393	-	2.023.852	-
Cuentas por cobrar otros impuestos (3)	19.531.723	68.513.168	23.591.558	66.322.640
Beneficios a empleados por préstamos (4)	4.487.526	34.160.645	2.321.565	35.040.620
Descuento tributario IVA AFRP (5)	-	174.558.961	-	180.855.434
Otras cuentas por cobrar	-	536.729	-	534.400
	\$ 182.953.979	\$ 279.729.076	\$ 109.126.197	\$ 284.702.340

- (1) Para Enel Colombia S.A. E.S.P. los anticipos corresponden principalmente a: recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$42.041.064 (\$34.455.997 en 2023), DIAN \$16.289.373 (\$14.499.116 en 2023), Banco Comercial Av Villas \$4.364.036 (\$3.705.714 en 2023), Savino del Bene Colombia S.A.S \$4.067.967 (\$2.236.827 en 2023), saldo del anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P. sobre compra de energía por \$1.406.829 para el 2023, y anticipo a otros proveedores \$112.440 (\$5.244.955 en 2023).

Centroamérica

Guatemala: Corresponde principalmente a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (Ventas mercado spot) por \$14.262.277, Agrícola Cafetalera Palo viejo por \$5.667.393, Empresa Agrícola San Francisco por \$5.667.393, Mapfre Seguros Guatemala S.A. por \$4.063.924 y otros proveedores por \$1.473.129.

Panamá: En Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde principalmente a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. por \$1.959.573 en el no corriente y a otros proveedores por \$1.078.524 en el corriente.

Costa Rica: Corresponde principalmente a adquisición de bienes y servicios al proveedor Oceánica de Seguros S.A. y a póliza de responsabilidad civil con el tercero Assa Compañía De Seguros, S.A. por \$27.549.

- (2) El saldo al 31 de marzo de 2024 en Enel Colombia S.A.S E.S.P., corresponde a: i) renovación de pólizas constituidas de responsabilidad civil, extracontractual y 2da capa, todo riesgo y ambiental por Chartis Seguros Colombia \$34.530.000; ii) medicina prepagada de empleados: Colsanitas S.A., por \$6.011.254, y Medplus Group S.A.S., por \$5.438.704 y iii) amortización anticipo contribución Superintendencia de Servicios Públicos por \$5.788.922.

Centroamérica:

Panamá: Corresponde principalmente a primas anuales de seguros de incendios y de responsabilidad civil por \$4.693.982.

Costa Rica y Guatemala: Corresponde a seguros de gastos médicos, riesgos de trabajo y seguros de vida por \$1.256.298.

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

- (3) El saldo al 31 de marzo de 2024 corresponde a las autorretenciones de ICA por \$104.117 de la Sociedad Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.

Centroamérica

Guatemala: Al 31 de marzo 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 \$85.775.867.

Costa Rica: Al 31 de marzo de 2024 corresponde principalmente a créditos fiscales generados por el IVA, así: PH Río Volcán S.A. \$759.148, P.H. Don Pedro S.A \$716.952, P.H. Chucás S.A. \$185.263 y Enel Costa Rica CAM S.A.\$53.044.

Panamá: Al 31 de marzo de 2024 corresponde a otros impuestos por \$450.500.

- (4) Para Enel Colombia S.A.S E.S.P. corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, la compañía descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.
- (5) Al 31 de marzo del 2024 y 31 de diciembre de 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$174.558.961 y \$180.855.434 respectivamente; la variación en el primer trimestre del 2024 obedece principalmente a la disminución en el periodo con respecto al 2023, 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 accedieran a un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta, la Compañía cumplió con tres requisitos: (i) Que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado, (iii) que el activo se esté depreciando.

7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas comerciales, bruto, (1)	\$2.695.976.446	\$113.569.630	\$2.765.904.422	\$114.555.501
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	143.454.524	58.757.291	74.319.791	65.243.010
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.839.430.970	172.326.921	2.840.224.213	179.798.511
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(239.495.932)	(112.347.784)	(221.872.372)	(112.597.117)
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)	(6.373.749)	(10.272.618)	(8.092.644)	(9.946.716)
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$2.593.561.289	\$49.706.519	\$2.610.259.197	\$57.254.678

- (1) Al 31 de marzo de 2024 las cuentas por cobrar de Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.260.519.337, trabajos a particulares por \$253.086.912, cartera de alumbrado público por \$84.415.910, cartera de esquemas regulatorios por \$28.400.299 y cartera de infraestructura por \$10.494.874.

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

Adicionalmente, la cartera del mercado mayorista estimada por \$226.110.057 y facturada por \$140.360.501, cartera del mercado no regulado estimada por \$242.111.091 y facturada por \$28.576.631, gas por \$6.252.600, cenizas \$16.831 y otros por \$4.145.382.

La variación corresponde principalmente a la disminución de la cartera de esquemas regulatorios por \$(84.294.372) debido al cruce entre las cuentas por pagar al Ministerio de Minas y Energía, la cartera de los subsidios y contribuciones por cobrar; disminución de la cartera de clientes del mercado regulado por \$(59.722.000) e incrementos de la cartera de trabajos a particulares por \$46.085.347, cartera de alumbrado público por \$29.028.250 y cartera de infraestructura por \$2.557.323.

La cartera estimada tiene un incremento de \$1.704.478 producto de:

- Mercado no regulado que presentó mayor ingreso por \$14.941.316 debido al cambio de contratos y a un incremento de cantidad de energía en 38(GWh) correspondiente a la variación de energía contratada, al 31 de marzo de 2024 por 422.3 (GWh) y al 31 de diciembre de 2023 por 384.3 (GWh); y a la disminución de la tarifa en \$(13.09), tarifa ponderada al 31 de marzo de 2024 por \$372.18 y tarifa ponderada al 31 de diciembre de 2023 por \$385.27.
- Mercado mayorista que presentó disminución en \$(6.516.716), generada principalmente por menor cantidad de energía por (39.4 GWh); al 31 de marzo de 2024 por 783,8 (GWh) y al 31 de diciembre de 2023 por 823,2 (GWh) debido a cambio de contratos y variación negativa de precio \$(3), al 31 de marzo de 2024 la tarifa ponderada es de \$298 y al 31 de diciembre de 2023 es de \$295.
- Estimado de bolsa que presentó disminución por \$(6.927.350), debido a los movimientos de la provisión por reliquidación de transacciones de bolsa.
- Incremento de estimados gas y cenizas por \$207.228.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por Enel Colombia S.A. E.S.P., contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 la compañía se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$288.412.867 y \$361.396.771, respectivamente.

De acuerdo con la emergencia sanitaria social y ecológica originada por el brote del Covid-19, al 30 de septiembre de 2021 la cartera de energía residencial de los estratos del 1 al 4 se sometió a lo estipulado en los artículos 1 y 2 del decreto 517 del 04 de abril de 2020 y artículos 2 y 3 de la resolución 058 del 14 de abril de 2020 de la CREG, por las cuales se adoptaron medidas transitorias para el pago de las facturas del servicio de energía eléctrica todos los

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

comercializadores deberán ofrecer a sus usuarios residenciales de estrato 1 a 4 opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, para los demás usuarios regulados, antes de realizar la suspensión del servicio por falta de pago, el comercializador deberá ofrecer opciones de pago diferido del valor de la factura por concepto del servicio público domiciliario de energía eléctrica, aplicando las tasas establecidas en la resolución.

Al 31 de marzo de 2024, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$1.120.619.

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

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

Las cuentas comerciales corrientes corresponden principalmente a estimados de energía por \$9.191.742 siendo los clientes más representativos: Inversiones en recreación, deporte y salud S.A.S. por \$714.955, Caja Colombiana de Subsidio familiar Colsubsidio por \$375.424, Crepes & Waffles S.A. por \$373.776, Operadora Colombiana de Cines S.A.S. por \$341.381.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2024 la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a clientes por ventas de energía por \$94.505.428 y facturas por emitir por \$107.967.181.

Por país los saldos ascienden a:

Panamá: Energía facturada por \$75.287.985, principalmente por la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (Edemet) por \$39.179.933, Elektra Noreste S.A. (Ensa) por \$7.235.051, Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (EDECHI) por \$7.173.574 y AES Panamá por \$3.208.321; adicionalmente, una cartera estimada por \$87.612.893.

Guatemala: Energía facturada por \$12.743.784, principalmente por en la compañía Enel Guatemala S.A., con los siguientes terceros más representativos: Industria La Popular S.A. por \$2.283.671, Comercializadora y productora de Bebidas Los Volcanes S.A., \$2.105.811, Embotelladora Central S.A., por \$1.705.443, Alimentos Ideal S.A. por \$1.607.349, Alimentos y Bebidas Atlántida S.A. por \$1.244.944; adicionalmente, una cartera estimada por \$14.980.167.

Costa Rica: Energía facturada por \$6.473.659 y una cartera estimada por \$5.374.121, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (2) Al 31 de marzo 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

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

por un valor presente de \$54.725.552 y \$58.528.368, 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%; y a cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$11.101.775 y \$10.525.662, respectivamente; con tasas entre el 3% y el 5%, razón por la cual el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada, y amortizándolos durante la vida del préstamo.

Adicionalmente, al 31 de marzo de 2024 los otros deudores principales corresponden a cuenta por cobrar a SMN Termocartagena S.A. por \$24.035.369, Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por Enel Colombia S.A. E.S.P., producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$7.024.343, GE Energías Renovaveis LTDA. por \$1.231.449, Jinko Solar Co., LTDA. por concepto de reembolsos por \$1.101.990, cuenta por cobrar a Prodiel Colombia S.A.S. por \$1.006.405 y otros por \$14.167.787.

El saldo de otros deudores no corrientes al 31 de marzo de 2024 corresponde a la cartera de empleados por \$52.832.913 y la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

Centroamérica:

Al 31 de marzo de 2024 las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$185.995, las cuales corresponden principalmente a Costa Rica por el concepto de costos de arbitraje por al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor de \$3.180.765, las cuales corresponden principalmente a Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.002.415, 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:

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

Colombia

Concepto	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Colectivo (a)	\$ 201.025.618	\$ 185.299.083
Modelo Simplificado Individual (b)	149.854.204	148.124.646
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	350.879.822	333.423.729
Provisión deterioro otras cuentas por cobrar		
Modelo General Colectivo	16.646.367	18.039.360
Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar	16.646.367	18.039.360
Total	\$ 367.526.189	\$ 351.463.089

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

(a) Modelo simplificado colectivo:

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

(b) Modelo simplificado individual:

La provisión de cartera de modelo individual corresponde a:

- Provisión de cartera comercial de energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$107.371.659; principalmente por aumento de la provisión de cartera comercial de energía y gas del mercado no regulado y mayorista con una variación de \$319.924 dado el incremento de cartera estimada debido a mayor consumo de energía en marzo 2024 respecto a diciembre 2023.
- Provisión de cartera de otros negocios por \$15.033.394, principalmente, Ifi Concesión Salinas por \$4.769.236; Municipio de Sopo por \$3.269.517; Santa Ana Clay S.A. por \$2.434.179; Municipio del Colegio por \$1.503.316; Municipio de Agua de Dios por \$889.846; Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$766.715 y Alcandía Municipal Puerto Salgar por \$651.383.
- Provisión de clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) por \$13.744.642.
- Provisión de cartera de otros negocios por \$11.916.565 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. por \$6.352.506 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. por \$3.596.794.
- Provisión de cartera de peajes por \$1.067.493.
- Provisión de cartera de esquema padres e hijos por \$364.084.
- Provisión de mantenimiento e infraestructura Distrito por \$326.420.
- Provisión deterioro reconocido en la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. por \$29.947.

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

Centroamérica:

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

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

Concepto	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión de deterioro cuentas comerciales		
Modelo Simplificado Individual	\$ 963.894	\$ 1.045.760
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	\$ 963.894	\$ 1.045.760

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

Al 31 de marzo 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 a 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023:

Cartera Comercial	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo inicial	\$ 352.508.849	\$ 308.385.547
Dotaciones	20.932.365	52.272.854
Usos	(4.951.131)	(8.149.552)
Saldo final	\$ 368.490.083	\$ 352.508.849

Garantías otorgadas por los deudores:

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

Al 31 de marzo 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.

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

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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel North América INC	Estados Unidos	Otra (*)	Expatriados (1)	\$ 4.867.048	\$ 2.495.550
Enel North América INC	Colombia	Otra (*)	Expatriados (1)	45.748	30.328
Enel Green Power R.S.A.	Sudáfrica	Otra (*)	Expatriados (1)	2.219.897	2.208.197
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Expatriados (1)	1.803.102	1.547.086
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	1.329.608	1.322.600
Enel Green Power S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.192.182	1.259.586
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	1.139.051	1.139.051
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de mant. (2)	727.243	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (2)	337.016	766.925
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Iluminación navideña	672.270	672.270
Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (***)	Otros servicios	50.142	27.077
Energía Nueva, Energía Limpia México S de R.L. de C.V.	México	Otra (*)	Expatriados	454.036	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (3)	466.396	774.425
Enel Tradign Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Suministro y mantenimiento de la plataforma comercial	451.230	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control tower Chile	379.087	377.089
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (1)	163.756	149.532
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato de mandato. (2)	336.906	216.851
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicio de mant. (2)	147.259	-
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (1)	4.087	4.087
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Expatriados (1)	280.146	280.146
Enel Distribución Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Control tower Perú	246.478	245.179
E-distribucion Redes Digitales	España	Otra (*)	Expatriados (1)	157.509	137.785
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off shore (3)	147.939	777.503
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (1)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (1)	62.933	62.933
Colombia ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	50.759	11.864
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Otros servicios	50.759	11.864
Enel Generación Perú S.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (1)	23.733	98.596
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (1)	-	514.066
Enel Energía S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Venta de energía	-	297.122
				\$ 18.214.091	\$ 15.835.483

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

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

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar relacionadas, por valor de \$44.711 para el año 2024, en el año 2023 se presentó un deterioro por \$48.656.

- (1) Corresponde a los movimientos de provisión año 2024 y recaudos realizados por los costos del personal expatriado de España, Italia, Brasil y Chile en Colombia facturados durante 2023.
- (2) El aumento en el primer trimestre del 2024 corresponde principalmente a: i) efecto neto de la facturación de los servicios de administración y mantenimiento de enero y febrero; ii) provisión mes de marzo 2024 por \$1.687.365; c) recaudo realizado en el mes de marzo por algunos servicios de 2024 \$(429.271).
- (3) Servicio de centro de atención telefónica de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, la disminución corresponde principalmente a recaudos durante el 2024 por \$(1.336.250) y causación de servicios año 2024 por \$398.927.

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

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre empresa relacionada	Tipo de vinculada	País de origen	Tipo de transacción	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
				Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Enel Américas S.A.	Chile	Otra (*)	Dividendos (1)	\$ 1.036.166.232	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	768.210.584	-	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	-	-	239	-
Enel Finance International S.R.L.	Países bajos	Otra (*)	Préstamos (2)	80.846.012	197.188.117	73.387.275	196.148.881
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	51.035.022	-	38.747.757	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (4)	4.336.906	-	8.632.566	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	4.230.794	-	3.618.226	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	230.274	-	509.151	-
Enel Green Power SpA Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	39.150.425	-	44.101.114	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.542.373	-	1.350.130	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Anticipo proyecto	-	4.222.787	-	834.068
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	17.539.280	-	21.889.091	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	8.657.784	-	12.545.675	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (3)	7.481.104	-	6.359.600	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	503.704	-	16.601.707	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (5)	195.096	-	1.661.925	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	401.909	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Reembolso de gastos	-	-	716.719	-
Enel Energía, S.A. DE C.V.	México	Otra (*)	Energía	6.262.142	-	16.549.979	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (4)	5.122.259	-	5.774.461	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados	4.038.960	-	-	-
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Energía	-	-	3.479.969	-
Enel Produzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	2.371.284	-	2.412.623	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	1.970.671	-	1.992.281	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	1.883.501	-	17.417	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (3)	1.443.641	-	1.864.021	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Impatriados	-	-	124.113	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	263.740	-	2.344.496	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	202.511	-	426.784	-
Enel Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	27.357	-	101.210	-
Enel Generación Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Impatriados	27.285	-	126.965	-
E-Distribuzione S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios de ingeniería	9.823	-	9.994	-
Enel Green Power El Salvador S.A.	El Salvador	Otra (*)	Otras cuentas por pagar (6)	-	26.684.824	-	26.544.187
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (7)	-	11.645.386	-	11.475.464
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Anticipos cargadores (7)	-	8.606.927	-	8.481.110
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra	Capitalización (8)	-	2.959.397	-	2.905.606
Fundación Enel Colombia	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	1.180.000	-
				\$ 2.043.875.326	\$ 251.307.438	\$ 266.929.547	\$ 246.389.316

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

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

- (1) 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 El Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P. con cargo a la utilidad neta de 2023 por un total de \$1.804.376.816, siendo los principales accionistas y considerados como partes relacionadas con 57,34% y 42,52% respectivamente.
- (2) Corresponde a préstamo para financiar la construcción de 7 plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031.
- (3) La disminución corresponde principalmente al efecto neto de pago de facturas por servicios año 2023, provisiones de los servicios informáticos de enero a marzo 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.

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

- (4) Corresponde a costo de horas hombre por servicios de profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi, la disminución corresponde principalmente a los pagos realizados durante el primer trimestre del 2024, por servicios provisionados en el año 2023 \$(4.295.660).
- (5) Corresponde principalmente a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi; la disminución se presenta, por el pago de los servicios del año 2023 durante el primer trimestre 2024 por \$(1.417.737).
- (6) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. y Generadora Montecristo S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso de liquidación-disolución y se espera que durante el año 2023 la oficina de impuestos finalice la auditoría y emita solvencia para entrar en acuerdo de disolución-liquidación. Una vez sea emitido el certificado de resolución fiscal, Generadora Montecristo S.A. cancelará la deuda.
- (7) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El incremento en el primer trimestre del 2024 corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.
- (8) 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.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Usme Z.E. S.A.S	Operación y mantenimiento	\$ 685.271	\$ -
Fontibón Z.E S.A.S	Operación y mantenimiento	585.366	-
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	244.710	-
Enel S.P.A.	Expatriados	191.349	459.333
Enel S.P.A.	Diferencia en cambio	-	632.861
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de energía	153.157	134.676
Endesa Energía S.A.	Servicios off shore	98.141	91.468
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	3.356	-
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	50.996	-
Enel Green Power S.p.A	Diferencia en Cambio	38.301	476.604
Enel Green Power S.p.A.	Technical fee (1)	-	2.667.779
Enel Green Power España S.L.U	Diferencia en cambio	32.700	27.476
Bogotá Z.E. S.A.S	Servicios administrativos	32.685	-
Colombia Z.E. S.A.S.	Servicios administrativos	32.685	-
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	32.515	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	-	11.886
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	20.025	44.687
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en cambio	2.384	-
E-distribucion Redes Digitales	Expatriados	19.725	-

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

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	15.932	15.342
Enel North América INC	Expatriados	15.422	425.255
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	7.971	30.272
Enel Italia SPA.	Diferencia en cambio	5.847	-
Enel Distribución Perú S.A.	Diferencia en cambio	1.298	-
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	460	-
E-distribuzione SpA	Diferencia en cambio	171	252
Kino Facilities Manager S.A. De C.V.	Expatriados	-	16.087
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	-	2.243.764
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	-	19.875
Enel Global Services S.p.A.	Diferencia en cambio	-	920.674
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	344.754
Endesa Operaciones y Servicios S.L.	Servicios off shore	-	283.571
Endesa Operaciones y Servicios S.L.	Diferencia en cambio	-	138.349
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	-	199.267
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	-	149.600
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Diferencia en cambio	-	116.012
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Expatriados	-	50.569
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Servicios informáticos	-	30.264
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	-	96.624
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	-	44.331
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	34.901
Enel Italia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	13.077
Energía y Servicios South America S.p.A.	Diferencia en cambio	-	2.357
Enel Iberia S.R.L.	Diferencia en cambio	-	1.354
		\$ 2.270.467	\$ 9.723.321

- (1) En el año 2024 no se presenta actualización en los valores reportados en periodos anteriores asociados al Technical fee (comisión de la contraparte); este concepto se encuentra en proceso de conciliación con la contraparte; Enel Colombia S.A. E.S.P. espera que producto de ello, no se presente ningún ajuste relevante.

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Enel Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	\$ 7.241.144	\$ -
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	17.249	-
Enel Finance Internacional Nv	Gastos financieros	6.626.007	9.755.785
Enel Grids S.R. L.	Servicios informáticos (1)	5.014.124	2.534.212
Enel Grids S.R. L.	Impatriados	429.716	460.609
Enel Grids S.R. L.	Diferencia en cambio	245.289	560.123
Enel S.p.A.	Servicios Informáticos (1)	4.069.880	2.971.171
Enel S.p.A.	Impatriados	490.400	-
Enel S.p.A.	Garantía e intereses	326.680	315.653
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	28.094	-
Enel S.p.A.	Expatriados	-	573.659
Enel Green Power S.p.A. Glo	Tech management	1.556.335	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	438.115	2.161.363
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	354.693	1.344.669
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	58.092	2.150
Enel Green Power S.p.A. Glo	Technical fee	-	2.705.666
Enel Global Trading S.p.A. IT	Servicios informáticos (1)	694.964	239.573
Enel Global Trading S.p.A. IT	Diferencia en cambio	9.648	8.828
Gridspertise S.R.L.	Servicios de ingeniería	585.020	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	-	117.026
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	283.460	37.108
Enel X S.R.L.	Servicios informáticos (1)	142.294	559.746
Usme Z.E. S.A.S.	Gasto financiero	169.922	-
Fontibón Z.E S.A.S	Gasto financiero	125.817	-

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

Costos y gastos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Enel Brasil S.A.	Impatriados	81.177	107.956
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Fibra óptica Betania	60.690	60.690
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Otros servicios	13.629	3.048
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	43.443	239.713
Enel Chile S.A.	Impatriados	25.637	-
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	729	25.992
Enel Chile S.A.	Expatriados	-	62.765
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.R.	Diferencia en cambio	4.762	157.046
Enel Services México S.A.	Diferencia en cambio	4.587	-
Enel Green Power España S.L.U.	Diferencia en cambio	2.257	-
Enel Green Power España S.L.U.	Expatriados	-	107.956
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	727	630
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	91.652
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	44	-
Enel Energía, S.A. DE C.V.	Compra de energía	-	3.848.637
Enel Global Services S.p.A.	Servicios informáticos	-	3.558.087
Enel Global Services S.p.A.	Diferencia en cambio	-	223.469
Fundación Enel Colombia	Donaciones (2)	-	1.912.202
Enel Green Power Romania S.R.L.	Impatriados	-	472.398
Enel Global Thermal Generation S.R.L.	Diferencia en cambio	-	414.083
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	-	97.761
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	-	11.148
		\$ 29.144.625	\$ 35.742.574

- (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) Para el primer trimestre del año 2024, no se consideraron donaciones a la Fundación Enel Colombia.

Junta Directiva y personal clave de la Gerencia

Junta Directiva

El Grupo (en cabeza de Enel Colombia S.A. E.S.P. como controlante) cuenta con una Junta Directiva compuesta por siete (7) miembros principales, cada uno de ellos con un suplente personal, elegidos por la Asamblea General de Accionistas mediante el sistema de cociente electoral. Mientras la sociedad tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La designación de miembros de la Junta Directiva se hará para períodos de dos (2) años, pueden ser reelegidos indefinidamente y sin perjuicio de la facultad de la Asamblea de Accionistas de removerlos libremente en cualquier momento.

La Junta Directiva vigente al 31 de marzo de 2024, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión extraordinaria llevada a cabo el 21 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)

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 Raúl Fagua Guauque
Séptimo	Astrid Martínez Ortiz	Mario Trujillo Hernández

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

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

Tercero	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Vargas Lleras José Antonio	\$ 26.747	\$ 42.694
Ortega López Juan Ricardo	26.747	32.134
Martinez Ortiz Astrid	26.747	32.134
Tabares Ángel Jorge Andrés	26.747	32.134
Soto Losada Carolina	26.747	32.134
Caldas Rico Andrés	26.747	21.574
Tommasi Luciano	26.747	-
Rubio Diaz Lucio	-	32.134
Total general	\$ 187.229	\$ 224.938

Personal clave de la Gerencia

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

Nombre	Cargo	Periodo
Luciano Tommasi	Gerente	Enero-marzo
Eugenio Calderón	Primer Suplente del Gerente	Enero-marzo
Fernando Gutiérrez Medina	Segundo Suplente del Gerente	Enero-marzo

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

Nombre	Cargo	Periodo
Mónica Cataldo	Tercer Suplente del Gerente	Enero-marzo
Carlos Mario Restrepo	Cuarto Suplente del Gerente	Enero-marzo
Maurizio Rastelli	Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero	Enero-febrero
Antonio Crisol Puertas	Primer Suplente del Gerente	Marzo
Dario Miceli	Segundo Suplente del Gerente	Marzo
Raffaele Enrico Grandi	Quinto Suplente del Gerente	Marzo

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Remuneraciones (*)	\$ 880.227	\$ 1.615.716
Bonos de retiro	842.948	-
	\$ 1.723.175	\$ 1.615.716

(*) Incluyen salarios y bonificaciones

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

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

9. Inventarios, neto

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 367.177.634	\$ 330.566.597
Carbón (2)	71.836.367	93.094.667
Transformadores (3)	51.180.307	56.681.028
Bonos de carbono CO2 (4)	23.507.127	23.573.288
Materiales no eléctricos (1)	6.911.766	6.049.392
Otros inventarios	2.850.956	3.137.279
Fuel oil (5)	1.734.633	1.975.748
Inventario en tránsito	-	19.906.311
Total inventarios	\$ 525.198.790	\$ 534.984.310

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Repuestos y materiales (a)	\$ 382.684.884	\$ 345.339.255
Provisión de materiales (b)	(8.595.484)	(8.723.266)
Total, otros inventarios	\$ 374.089.400	\$ 336.615.989

(a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación,

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

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.

Al 31 de marzo 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	\$ 22.818.845
Panamá	9.647.399
Costa Rica	1.515.923
Total inventarios Centroamérica	\$ 33.982.167

- (b) Al 31 de marzo de 2024, en Enel Colombia S.A. E.S.P. se realizó uso de la provisión constituida para el periodo 2024 por \$138.144, correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.

Centroamérica:

En las compañías de Centroamérica, Panamá tiene al 31 de marzo de 2024 una provisión de obsolescencia por \$1.966.181.

- (2) El saldo corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2024 (Central Termozipa) la disminución es debido al desarrollo del Fenómeno Niño en Colombia, durante el período de análisis, se incrementó el despacho de generación de la Central y, por consiguiente, el consumo de carbón, el cual registra un menor volumen almacenado y menor valor correspondiente.
- (3) Los transformadores corresponden a Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2024 y a elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por Enel Colombia S.A. E.S.P. para el año 2024.
- (4) El saldo corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. que, al 31 de marzo de 2024, en el que son reconocidos bonos de carbono CO2, 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:

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

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
Total, bonos emitidos	6.389.654	\$ 78.330.801
Total, bonos vendidos al 31 de diciembre de 2023		(54.757.513)
Total, bonos vendidos al 31 de marzo de 2024		(66.161)
Total, reconocimiento bonos de carbono		\$ 23.507.127

- (5) Al 31 de marzo de 2024, el Fuel Oil corresponde al inventario que reposa en la Central de Termozipa.

10. Activos mantenidos para la venta

Enel Colombia S.A E.S.P. al 31 de marzo de 2024 tiene activos mantenidos para la venta por \$424.508.688, los cuales se describen a continuación:

	Al 31 de marzo 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
	\$ 424.508.688	\$ 424.508.688

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

11. Activos por impuesto de renta

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Anticipo por impuesto de renta (CAM) (1)	\$ 97.324.996	\$ 98.762.893
Autorretenciones de retención en la fuente (2)	3.422.371	3.422.371
Anticipo de renta año (3)	2.420.336	2.420.336
Autorretención especial (4)	1.854.209	1.279.391
Descuentos tributarios y retención en la fuente (5)	164.258	107.396
Saldos a favor renta (6)	69.175	69.739
Total activos por impuestos corrientes	\$ 105.255.345	\$ 106.062.126

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

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

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

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Autorretenciones a favor 2020 (2)	\$ 2.420.336	\$ 2.420.336
Menor valor de anticipo 2020 (3)	2.420.336	2.420.336
Autorretenciones a favor 2019 (2)	1.002.035	1.002.035
Total activos por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707

- Compañías Centroamericanas

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Total sociedades Panamá (1)	\$ 92.972.574	\$ 92.482.584
Total sociedades Costa Rica (1)	4.352.422	6.280.309
Total activos por impuestos corrientes	\$ 97.324.996	\$ 98.762.893

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

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Autorretención especial (4)	\$ 1.839.140	\$ 1.264.322
Retenciones practicadas (5)	147.133	90.271
Saldo a favor Renta (6)	13.336	13.900
Total activos por impuestos corrientes	\$ 1.999.609	\$ 1.368.493

- Atlántico Photovoltaic S.A.S.

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Saldos a favor renta (6)	\$ 45.024	\$ 45.024
Retención en la fuente (5)	17.125	17.125
Autorretención especial (4)	15.070	15.070
Total activos por impuestos corrientes	\$ 77.219	\$ 77.219

- Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Saldos a favor renta (6)	\$ 10.814	\$ 10.814
Total activos por impuestos corrientes	\$ 10.814	\$ 10.814

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:

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

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias (*)	% Participación (*)	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Usme ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	739.653.977	20,0000%	\$ 18.218.171	\$ 19.868.101
Fontibón ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	434.359.750	20,0000%	13.956.863	15.834.410
Crédito Fácil Codensa S.A. (2)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	9.807.187	10.054.171
Enel X Way Colombia S.A.S. (3)	Inversión	Asociada	6.014	40,0000%	5.589.996	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (4)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	2.524.115	3.180.589
Colombia ZE S.A.S. (5)	Inversión	Asociada	5.186.737	20,0000%	142.002	203.101
Bogotá ZE S.A.S. (1)	Inversión	Asociada	503.609.700	20,0000%	96.855	86.205
					\$ 50.335.189	\$ 54.740.718

(*) Las acciones ordinarias y el porcentaje de participación a 31 de marzo 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 la que el Grupo tiene influencia significativa.
- (4) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20,00% de las acciones de esta compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (5) Colombia ZE S.A.S. es una sociedad por acciones simplificada, la cual fue constituida el 17 de abril de 2018 y tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica. Se considera la inversión

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

de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo a que la participación es del 20,00% y en la que el Grupo tiene influencia significativa.

Información correspondiente a las asociadas:

La información financiera al 31 de marzo 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.	\$446.885.955	\$355.795.098	\$91.090.857	\$446.885.955	\$(8.249.649)
Fontibón ZE S.A.S.	366.232.216	296.447.900	69.784.316	366.232.216	(9.387.736)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.199.367	182.167	20.017.200	20.199.367	(1.339.913)
Enel X Way Colombia S.A.S.	14.034.822	59.832	13.974.990	14.034.822	53.717
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	21.641.560	9.020.985	12.620.575	21.641.560	(1.234.905)
Colombia ZE S.A.S.	711.949	1.939	710.010	711.949	(175.215)
Bogotá ZE S.A.S.	484.666	391	484.275	484.666	2.200.365

La información financiera al 31 de diciembre de 2023 para el estado de situación financiera y al 31 de marzo 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	-
Fontibón ZE S.A.S. (*)	403.564.462	324.392.413	79.172.049	403.564.462	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.545.153	26.436	20.518.717	20.545.153	(346.281)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	2.365.178
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	47.154	13.786.270	13.833.424	-
Colombia ZE S.A.S. (*)	180.209.041	179.193.534	1.015.507	180.209.041	-
Bogotá ZE S.A.S. (*)	179.022.882	178.591.857	431.025	179.022.882	-

(*) No se muestra resultado de estas compañías a 31 de marzo de 2023 ya que para esa fecha hacían parte de las filiales del Grupo, situación que cambio en abril de 2023 con la venta del 80%.

El detalle del efecto en resultado de las asociadas actualizadas por el método de participación patrimonial sobre las que el Grupo tiene inversión directa es el siguiente:

Efecto en resultado método de participación patrimonial	Período de tres meses del 1 de	Período de tres meses del 1 de
	enero al 31 de marzo 2024	enero al 31 de marzo 2023
Bogotá ZE S.A.S.	\$ 440.073	\$ -
Enel X Way Colombia S.A.S.	21.487	-
Colombia ZE S.A.S.	(35.043)	-
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	(246.981)	473.036
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(656.474)	(169.656)
Usme ZE S.A.S.	(1.649.930)	-
Fontibón ZE S.A.S.	(1.877.547)	-
Total	\$ (4.004.415)	\$ 303.380

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

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Costos por obtención de contratos (1)	\$ 386.555.224	\$ 392.397.558
Programas informáticos (2)	337.306.714	333.592.873
Otros activos intangibles identificables	337.178.690	389.676.773
<i>Construcciones y avances de obras</i>	288.176.191	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	49.002.499	50.629.900
Concesiones (3)	256.352.008	261.193.328
Derechos y servidumbres (4)	88.941.439	90.083.310
Costos de desarrollo	27.754.821	27.568.973
Licencias	4.629.607	4.748.760
Activos intangibles, neto	\$ 1.438.718.503	\$ 1.499.261.575
<i>Costo</i>		
Costos por obtención de contratos	430.862.397	\$ 428.591.631
Programas informáticos	897.160.120	851.054.483
Otros activos intangibles identificables	384.895.887	435.277.222
<i>Construcciones y avances de obras</i>	288.176.191	339.046.873
<i>Otros recursos intangibles</i>	96.719.696	96.230.349
Concesiones	1.287.473.735	1.280.688.387
Derechos y servidumbres	163.317.110	163.303.223
Costos de desarrollo	62.868.885	62.528.219
Licencias	93.894.842	93.243.845
Activos Intangibles, bruto	\$ 3.320.472.976	\$ 3.314.687.010
<i>Amortización</i>		
Costos por obtención de contratos	(44.307.173)	(36.194.073)
Programas informáticos	(559.853.406)	(517.461.610)
Otros Activos intangibles identificables	(47.717.197)	(45.600.449)
Concesiones	(1.031.121.727)	(1.019.495.059)
Derechos y servidumbres	(74.375.671)	(73.219.913)
Costos de desarrollo	(35.114.064)	(34.959.246)
Licencias	(89.265.235)	(88.495.085)
Amortización acumulada de activos intangibles	\$ (1.881.754.473)	\$ (1.815.425.435)

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

Y en la compañía Enel Panamá CAM S.R.L. PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW. El aumento en marzo de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (3.842,30 marzo 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

- (2) El incremento corresponde a adiciones por 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 GDS (CRM, IC talend, loxal S&S, Enel Flex) por \$1.833.011, proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP por \$964.434; ERP Evolutivos por \$229.434, licencias y otros programas por \$686.962.
- (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

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

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. La variación en marzo de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (3.842,30 marzo 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

	<u>Costa Rica</u>	
Costo	\$	1.114.570.235
Amortización		<u>(959.144.433)</u>
Neto Concesiones	<u>\$</u>	<u>155.425.802</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. La variación en marzo de 2024 con respecto a diciembre de 2023 corresponde al efecto en tasas de cambio (3.842,30 marzo 2024 vs 3.822,05 diciembre 2023).

	<u>Panamá</u>	
Costo	\$	172.903.500
Amortización		<u>(71.977.294)</u>
Neto Concesiones	<u>\$</u>	<u>100.926.206</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.

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

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

La 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 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	-	(369.184.664)	(685.000)	(587.120)	-	(549.907)	(105.267.502)	(11.386.167)	(487.660.360)
Total movimientos en activos intangibles	(9.685.848)	(397.285.633)	(5.321.922)	(4.320.896)	32.296.858	(15.791.814)	(139.364.099)	(15.245.135)	(554.718.489)
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)	-	-	13.771	-	207.762	5.992.816	-	-	6.214.349
Trasposos	340.667	-	-	630.828	45.897.875	(46.869.370)	-	-	-
Amortización	(154.819)	(6.351.421)	(1.155.642)	(761.755)	(42.391.796)	-	(8.082.006)	(1.922.957)	(60.820.396)
Otros incrementos (decrementos) (b)	-	1.510.101	-	11.774	-	(9.994.128)	2.239.672	295.556	(5.937.025)
Total movimientos en activos intangibles	185.848	(4.841.320)	(1.141.871)	(119.153)	3.713.841	(50.870.682)	(5.842.334)	(1.627.401)	(60.543.072)
Saldo final 31 de marzo de 2024	\$27.754.821	\$256.352.008	\$88.941.439	\$4.629.607	\$337.306.714	\$288.176.191	\$386.555.224	\$49.002.499	\$1.438.718.503

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

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

Principales proyectos	Del 1 de enero al 31 de marzo de 2024
Proyecto E-home	\$ 2.044.903
Proyecto Atlántico	1.702.145
Proyectos market GDS	1.265.946
Proyecto Global Font Oficce, Claims & Info Req Intel aut y Network Advanced Services	293.057
Plataforma Comercial EMPSSI (Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.)	286.398
Proyecto Chemesky	180.641
Proyecto Valledupar	129.355
Prima Estabilidad jurídica Quimbo	106.262
Proyecto Chinu	85.337
Evolutivos técnicos y de negocio	50.408
RI CX Colombia	30.136
Proyecto Loma	13.771
Local Systems Colombia	8.111
Intangible-intercompany SAP Global (Costa Rica)	6.801
Proyectos Smart Meter, execution y control	5.409
Proyecto Billing Faro	3.753
Proyectos AOW- Foundation layer, Aurora,DEA, project, Electric loadflow engine	1.916
Total	\$ 6.214.349

(b) En Enel Colombia S.A.E.S.P., al 31 de marzo de 2024 se registraron otros decrementos correspondientes a los siguientes proyectos:

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2024
Proyecto Sahagun	\$ (6.452.648)
Proyecto Guayepo	(1.577.199)
Proyectos de ICT (hseq, Global sap, driver, cloud)	(722.763)
Licencias Salesforce, E4E, Doxe Qliksense	(664.073)
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	(602.139)
Total	\$ (10.018.822)

El decremento de los proyectos por (\$10.018.822), obedece principalmente al incumplimiento de las condiciones necesarias por parte del contratista en el desarrollo de algunos proyectos de inversión; lo anterior, se deriva a que en el 2024, la Unidad de Planeación Minero-energética (UPME), no aprobó al contratista la modificación de la fecha asociada a los hitos del contrato, celebrados entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y el contratista; debido a esto, Enel Colombia S.A. E.S.P. no está obligada a realizar el pago según el acuerdo contractual firmado en 2024, derivado de la obligación constituida al cierre de diciembre de 2023.

Centroamérica:

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica por \$4.081.797 corresponden al efecto por tasa de cambio del 31 de marzo de 2024 y el 31 de diciembre de 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de marzo de 2024, el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

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

Al 31 de marzo de 2024, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 31 de marzo 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	6	6
Licencias	3	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 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos (1)	\$ 17.132.131.636	\$ 17.022.048.582
Plantas de generación hidroeléctrica	9.174.672.834	9.208.262.110
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución Renovables	6.298.070.744	6.175.546.734
Plantas de generación termoeléctrica	1.054.386.259	1.022.457.466
Construcción en curso (2) (*)	605.001.799	615.782.272
Edificios (3)	2.717.901.099	2.765.986.400
Terrenos (3)	1.192.483.257	1.100.451.225
Arrendamientos financieros (4)	504.271.335	491.508.380
Activos por uso NIIF 16	270.391.308	265.381.232
Terrenos	270.391.308	265.381.232
Edificios	149.678.423	149.631.324
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	110.605.135	103.540.662
Instalaciones fijas y otras (3)	10.107.750	12.209.246
Otras Instalaciones	123.146.019	113.403.995
Instalaciones fijas y accesorios	86.789.325	76.400.378
Instalaciones fijas y accesorios	36.356.694	37.003.617
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 21.940.324.654	\$ 21.758.779.814
Costo		
Plantas y equipos	\$ 28.685.480.393	\$ 28.385.377.328
Plantas de generación hidroeléctrica	14.106.210.924	14.073.116.411
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución Renovables	12.289.060.946	12.066.662.093
Plantas de generación termoeléctrica	1.204.558.137	1.160.808.501
Construcción en curso	1.085.650.386	1.084.790.323
Edificios	2.717.901.099	2.765.986.400
Terrenos	1.381.519.845	1.279.063.769
Arrendamientos financieros	504.271.335	491.508.380
Instalaciones fijas y otras	356.323.017	345.216.141
Activos por uso NIIF 16	839.602	839.602
Terrenos	355.483.415	344.376.539
Edificios	175.630.623	175.439.907
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	124.275.858	115.109.965
Instalaciones fijas y otras	55.576.934	53.826.667
Instalaciones fijas y otras	466.017.320	447.420.544

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Otras Instalaciones	353.702.375	336.747.098
Instalaciones fijas y accesorios	112.314.945	110.673.446
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 34.111.513.009	\$ 33.714.572.562
Depreciación		
Plantas y equipos (**)	\$ (11.553.348.757)	\$ (11.363.328.746)
Plantas de generación hidroeléctrica	(4.915.681.711)	(4.849.081.503)
Deterioro Plantas de generación hidroeléctrica	(15.856.379)	(15.772.798)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución Renovables	(5.990.990.202)	(5.891.115.359)
Plantas de generación termoeléctrica	(150.171.878)	(138.351.035)
Plantas de generación termoeléctrica	(480.648.587)	(469.008.051)
Edificios	(189.036.588)	(178.612.544)
Arrendamientos financieros	(85.931.709)	(79.834.909)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(85.092.107)	(78.995.307)
Terrenos	(25.952.200)	(25.808.583)
Edificios	(13.670.723)	(11.569.303)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(45.469.184)	(41.617.421)
Instalaciones fijas y otras	(342.871.301)	(334.016.549)
Otras instalaciones	(266.913.050)	(260.346.720)
Instalaciones fijas y accesorios	(75.958.251)	(73.669.829)
Depreciación acumulada	\$ (12.171.188.355)	\$ (11.955.792.748)

(*) 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

Para las compañías de Centroamérica en los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 31 de marzo de 2024 es el siguiente:

Plantas y equipos	Valor
Panamá	\$ 1.451.706.022
Guatemala	1.281.809.627
Costa Rica	99.010.823
Total plantas y equipos	\$ 2.832.526.472

(2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por el Grupo al 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024
Colombia	
Solar Guayepo	\$ 1.281.237.873
Líneas, redes y subestaciones	1.086.298.247
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación	117.135.857
Solar El Paso	46.456.787
Solar La Loma	40.467.891
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	36.458.621

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

Principales proyectos	Al 31 de marzo de 2024
Solar Fundación	34.228.817
Iluminación pública	34.215.980
Centroamérica	
Panamá:	
Construcción plantas	10.602.827
Mejoras planta hidroeléctricas y solares	9.548.039
Otros	5.843.640
Enel Panamá CAM S.R.L. y Enel Fortuna S.A.: Equipos de tecnología e informática	5.583.169
Guatemala:	
Renovables de Guatemala S.A.: Sistema de control, monitoreo de vibraciones	3.668.359
Generadora de Occidente S.A.: Proyecto válvula esférica, proyecto hidro O&M	2.267.841
Tecnoguat S.A.: Proyecto hidro O&M	2.090.063
Enel Guatemala S.A.: Proyecto Trading tool, Kristal y Cobasol	1.148.118
Generadora Montecristo S.A.: Proyecto hidro O&M	513.331
Costa Rica:	
PH Don Pedro S.A.: Mejora de rodetes y batería de gel	88.268
PH Chucás S.A.: Mejora de rodetes	32.660
PH Rio Volcán S.A.: Equipo diagnóstico y mejoras de rodetes	14.711
Total Construcciones en Curso	\$ 2.717.901.099

(3) Centroamérica

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica al 31 de marzo de 2024:

Terrenos	Valor
Panamá	\$ 6.598.732
Costa Rica	1.386.355
Guatemala	1.037.112
Total Terrenos	\$ 9.022.199

Edificaciones	Valor
Panamá	\$ 216.045.245
Guatemala	7.454.162
Costa Rica	84.741
Total Edificaciones	\$ 223.584.148

Otras instalaciones	Valor
Guatemala	\$ 19.427.983
Panamá	15.907.764
Costa Rica	14.646.820
Total Otras instalaciones	\$ 49.982.567

(4) Centroamérica

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica al 31 de marzo de 2024:

Terrenos	Valor
Guatemala	\$ 17.501.195
Panamá	12.666.242
Total terrenos	\$ 30.167.437

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

Edificaciones		Valor
Guatemala	\$	4.427.954
Panamá		3.574.962
Costa Rica		2.102.184
Total edificaciones	\$	10.105.100

Otras instalaciones		Valor
Guatemala	\$	1.278.586
Panamá		675.589
Total otras instalaciones	\$	1.954.175

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 hidroeléctrica, 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)
Total movimientos	(534.842.111)	56.878.401	529.704.805	(351.353.387)	565.252.297	18.129.607	(22.330.294)	261.439.318
Proyectos mantenidos para la venta	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
Saldo final 31 de diciembre de 2023	\$2.765.986.400	\$491.508.380	\$1.100.451.225	\$10.846.501.848	\$6.175.546.734	\$113.403.995	\$265.381.232	\$21.758.779.814
Adiciones (a)	384.690.234	-	-	-	1.506.454	501.920	11.220.798	397.919.406
Trasposos(b)	(424.824.624)	13.605.497	101.351.799	69.466.496	223.257.357	17.143.475	-	-
Retiros (c)	-	(3.629)	-	(47.344)	(928.033)	-	(72.400)	(1.051.406)
Gasto por depreciación	-	-	(10.257.376)	(83.826.437)	(99.830.245)	(7.981.380)	(7.260.092)	(209.155.530)
Otros (decrementos) incrementos (d)	(7.950.911)	(838.913)	937.609	1.966.329	(1.481.523)	78.009	1.121.770	(6.167.630)
Total movimientos	(48.085.301)	12.762.955	92.032.032	(12.440.956)	122.524.010	9.742.024	5.010.076	181.544.840
Saldo final 31 de marzo de 2024	\$2.717.901.099	\$504.271.335	\$1.192.483.257	\$10.834.060.892	\$6.298.070.744	\$123.146.019	\$270.391.308	\$21.940.324.654

Al 31 de marzo de 2024, las adiciones en propiedad, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos de energía renovable; mejoras, reposiciones y modernizaciones en las centrales de generación y redes, subestaciones e iluminación pública, a continuación, el detalle:

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2024
Colombia		
Líneas y redes	Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución	\$ 169.558.229
Solar Guayepo	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	87.847.220
Subestaciones y centros de Transformación	Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	81.749.438
Arrendamientos financieros	Actualización contratos renting	11.220.798
Sedes Administrativas y Comerciales	Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo, sedes comerciales y administrativas.	9.443.013
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	9.278.041
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.	4.681.744
Solar Fundación, La Loma y El Paso	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	5.982.002

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

Central	Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2024
CH- Paraíso	Modernización sistemas biofiltro, recuperación transformadores, turbina y perfil hidráulico, sistemas de automatización y telecontrol.	4.072.057
CH- Dario Valencia	Automatización y telecontrol; recuperación y recubrimiento tubería; reacondicionamiento de rodetes y suministro de repuestos unidades.	2.824.797
CH- Guaca	Sistema de automatización y telecontrol; Recuperación transformadores y turbina	2.103.029
CC-Termozipa	Adquisición de equipos electromecánicos, servicios de ingeniería y obras; pavimentación vías.	1.615.775
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	1.298.819
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Otras inversiones	60.647
Centroamérica		
Panamá	Proyectos Madre Vieja y Baco	2.865.451
Guatemala	Generadora de Occidente Ltda.: Planta de emergencia y válvula esférica	862.058
Guatemala	Enel Guatemala S.A.: Proyectos Krystal, Cobasol y Jobo	666.716
Guatemala	Renovables de Guatemala S.A.: Línea de transmisión, componentes de turbina, monitoreo de vibraciones	636.400
Guatemala	Tecnoguat S.A. Regulador de velocidad generador turbina	675.722
Guatemala	Generadora Montecristo: sistema monitoreo de vibración	341.811
Costa Rica	Otras inversiones	135.639
	Total Variación	\$ 397.919.406

- (b) Al 31 de marzo de 2024, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

Proyecto	Total activación
Colombia	
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	\$ 151.232.491
Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación.	81.909.095
Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT	62.216.346
CH- Guaca y Paraíso	14.114.462
CH-Guavio	11.778.498
CC-Termozipa	1.775.332
CH-Quimbo y Betania	475.355
CH-Centrales menores (Rio Bogotá)	248.039
Centroamérica	
Panamá: Proyecto Baco	93.334.001
Panamá: Proyecto Madre Vieja	7.741.005
Total	\$ 424.824.624

- (c) Al 31 de marzo de 2024 se realizan bajas por \$1.051.406 correspondientes a: transformadores de alta y media tensión en la línea de distribución por \$928.033; baja de arrendamiento financiero de vehículos por \$72.400; baja por mantenimiento a plantas de generación hidroeléctricas \$47.344 y terrenos por \$3.629.
- (d) Al 31 de marzo de 2024 los otros incrementos/decrementos corresponden a la actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por \$(22.020.628).

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

Centroamérica

Los otros incrementos y decrementos para las compañías de Centroamérica por \$15.852.998 corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Intermedios Condensados consolidados a la moneda de presentación.

Al 31 de marzo de 2024 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 31 de marzo de 2024 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 31 de marzo 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:

Clases de propiedad, planta y equipo	Promedio de años de vida útil de años estimada	
	2024	2023
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	6	7
Páneles y Miscelaneos	25	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	9	9
Activos para uso NIIF 16		
<i>Edificios</i>	35	35
<i>Terrenos</i>	27	27
<i>Vehículos</i>	1	1

Concepto	Promedio de años de vida útil estimada Centroamérica					
	Costa Rica		Panamá		Guatemala	
	2024	2023	2024	2023	2024	2023
Plantas y equipos	50	50	50	50	50	50
Subestaciones	-	-	35	35	-	-
Equipo eléctrico	-	-	50	50	-	-
Edificios	50	50	-	-	20	20
Instalaciones fijas, accesorios y otras	5-10	5-10	-	-	5	5
Otros Activos	-	-	3-10	3-10	5	5

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

15. Plusvalía

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

Sociedad	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 95.917.517	\$ 95.412.005
Enel Renovable S.R.L.	8.045.713	8.003.310
Progreso Solar 20 MW, S.A.	2.965.499	2.949.870
Jaguito Solar 10MW, S.A.	1.482.751	1.474.937
	\$ 108.411.480	\$ 107.840.122

16. Impuestos diferidos, neto

Activos por Impuestos Diferidos

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

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%. El impuesto diferido al 31 de marzo de 2024 por tarifa se presenta a continuación:

	Costa Rica	Panamá	Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Saldo al 31 de marzo de 2024
Activos por impuestos diferidos (1)	\$ 6.946.228	\$ 6.496.882	\$ 5.875.663	\$19.318.773
Total impuesto diferido activo	\$ 6.946.228	\$ 6.496.882	\$ 5.875.663	\$19.318.773

(1) Al 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024
Impuesto diferido activo				
Provisiones y otros (a)	\$ 17.814.723	\$ (9.956)	\$ 124.722	\$ 17.929.489
Propiedad planta y equipo	341.795	17.466	1.030.023	1.389.284
Total impuesto diferido activo	\$ 18.156.518	\$ 7.510	\$ 1.154.745	\$ 19.318.773

(a) Al 31 de marzo de 2024, el detalle de provisiones y otros asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

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

	Saldo inicial 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de marzo de 2024
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 11.439.428	\$ 124.722	\$ 11.564.150
Otros	6.375.295	(9.956)	6.365.339
	\$ 17.814.723	\$ 114.766	\$ 17.929.489

Pasivos por Impuestos diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 31 de marzo de 2024:

	Saldo inicial 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i)	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii)	Movimiento diferido Centroamérica	Saldo final al 31 de marzo de 2024
Impuesto diferido activo					
Provisiones y otros (1)	\$ 90.719.956	\$ 21.002.616	\$ -	\$ -	\$111.722.572
Obligaciones de aportación definida	84.311.388	(1.594.435)	(12.235)	-	82.704.718
Forward y swap	14.670.913	(203.903)	4.912.979	-	19.379.989
Total impuesto diferido activo	\$ 189.702.257	\$ 19.204.278	\$ 4.900.744	\$ -	\$213.807.279
Impuesto diferido pasivo					
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(472.363.068)	(23.492.752)	-	-	(495.855.820)
Método de participación Centroamérica	(82.084.198)	1.705.435	-	-	(80.378.763)
Centroamérica (3)	(163.048.018)	-	-	(2.208.926)	(165.256.944)
Otros	(342.065)	6.576	-	-	(335.489)
Total impuesto diferido pasivo	\$ (717.837.349)	\$ (21.780.741)	\$ -	\$(2.208.926)	\$(741.827.016)
Impuesto diferido activo (pasivo), neto	\$ (528.135.092)	\$ (2.576.463)	\$ 4.900.744	\$(2.208.926)	\$(528.019.737)

(i) Al 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

	Saldo inicial 1 de enero de 2024	Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados	Saldo final al 31 de marzo de 2024
Provisión de cuentas incobrables (a)	\$ 45.148.290	\$ 565.010	\$ 45.713.300
Provisiones de trabajos y servicios	13.330.220	14.298.689	27.628.909
Provisión obligaciones laborales (b)	19.721.110	(382.844)	19.338.266
Otros	7.419.751	7.408.862	14.828.613
Provisión por desmantelamiento	4.027.794	185.690	4.213.484
Provisión Compensación Calidad	1.072.791	(1.072.791)	-
	\$ 90.719.956	\$ 21.002.616	\$ 111.722.572

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

(b) Corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración

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

(provisión fondo de transición).

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

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

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

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

(3) **Centroamérica:**

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

Centroamérica	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>
Panamá (a)	\$ (135.504.130)
Costa Rica (b)	(29.752.814)
Total impuesto diferido, neto	<u>\$ (165.256.944)</u>

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

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

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido al 31 de marzo de 2024 se presenta a continuación:

	<u>2024 en adelante</u>
Provisiones y pasivos estimados	\$ 191.986.720
Obligaciones de aportación definida	232.217.262
Cartera	131.302.567
Otros	(22.778.834)

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

	2024 en adelante
Instrumentos financieros	77.191.686
Propiedades, planta y equipo	(1.421.522.872)
	\$ (811.603.471)
Tarifa	35%
Impuesto	(284.061.215)
Ganancias ocasionales	11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	1.677.185
Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica)	\$ (282.384.030)
Base método de participación de Centroamérica	388.457.880
Impuesto pasivo por método de participación	(80.378.763)
Total impuesto diferido pasivo Centroamérica	(165.256.944)
Total impuesto diferido pasivo, neto	\$ (528.019.737)

17. Otros pasivos financieros

	Al 31 de marzo 2024			Al 31 de diciembre de 2023		
	Corriente			Corriente		
	Capital	Intereses	No Corriente	Capital	Intereses	No Corriente
Bonos emitidos (1)	\$ 636.418.693	\$24.414.150	\$ 1.728.647.749	\$691.910.405	\$ 29.929.579	\$ 1.728.631.355
Obligaciones Bancarias (2)	574.515.341	142.150.575	5.802.807.667	1.220.069.502	133.753.514	5.281.476.666
Instrumentos derivados (3)	87.301.037	-	-	76.927.698	-	1.256.036
Obligaciones por leasing (4)	21.114.288	7.746.669	246.393.291	21.522.710	6.578.805	242.274.515
	\$1.319.349.359	\$174.311.394	\$7.777.848.707	\$2.010.430.315	\$170.261.898	\$7.253.638.572

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de marzo de 2024 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							
E4-20	4,70%	Fija	\$ 1.134.250	\$250.000.000	\$251.134.250	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	
E7-17	6,46%	Fija	200.824.600	-	200.824.600	-	-	-	-	-	-	
B10-14	11,87%	Variable	189.013.985	-	189.013.985	-	-	-	-	-	-	
B12-18	11,61%	Variable	3.948.320	-	3.948.320	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000	
B12-13	12,91%	Variable	2.982.463	-	2.982.463	193.340.000	-	-	-	-	193.340.000	
E7-18	6,74%	Fija	2.916.000	-	2.916.000	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000	
B12-13	13,13%	Variable	2.585.500	-	2.585.500	362.968.328	-	-	-	-	362.968.328	
B7-20	10,38%	Variable	2.446.000	-	2.446.000	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000	
B16-14	12,21%	Variable	2.324.725	-	2.324.725	-	-	-	-	162.415.333	162.415.333	
B10-19	11,58%	Variable	1.505.400	-	1.505.400	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000	
B15-12	11,66%	Variable	1.151.600	-	1.151.600	-	199.924.088	-	-	-	199.924.088	
			\$ 410.832.843	\$250.000.000	\$660.832.843	\$ 756.308.328	\$449.924.088	\$200.000.000	\$ 322.415.333	\$ 1.728.647.749		

El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de diciembre de 2023 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)

Corriente										
Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente			Total no corriente				
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no 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%	Vaible	3.181.242	186.410.405	189.591.647	-	-	-	-	-
B15-09	16,86%	Variable	56.721.389	-	56.721.389	-	-	-	-	-
B12-18	14,11%	Variable	4.813.120	-	4.813.120	-	-	-	160.000.000	160.000.000
B12-13	15,44%	Variable	3.607.338	-	3.607.338	193.340.000	-	-	-	193.340.000
B7-20	12,85%	Variable	3.081.750	-	3.081.750	-	250.000.000	-	-	250.000.000
B12-13	15,66%	Variable	3.050.904	-	3.050.904	362.959.025	-	-	-	362.959.025
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	200.000.000	-	-	-	200.000.000
B16-14	14,72%	Variable	2.837.088	-	2.837.088	-	-	-	162.412.457	162.412.457
B10-19	14,07%	Variable	1.811.000	-	1.811.000	-	-	-	200.000.000	200.000.000
B15-12	14,16%	Variable	1.383.400	-	1.383.400	-	-	199.919.873	-	199.919.873
			\$ 85.429.579	\$636.410.405	\$721.839.984	\$756.299.025	\$250.000.000	\$199.919.873	\$522.412.457	\$1.728.631.355

(2) En Enel Colombia S.A.E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de marzo de 2024 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Corriente		Total no corriente					Total no corriente	
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		
Mufg bank	16,75%	13/09/2024	2.206.738	279.440.000	281.646.738	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	15,56%	28/08/2024	981.800	75.000.000	75.981.800	-	-	-	-	-	-
Banco de Occidente	15,35%	28/08/2024	282.684	70.000.000	70.282.684	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	12,98%	14/01/2025	1.817.978	66.666.667	68.484.645	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	12,35%	15/07/2026	4.616.535	60.000.000	64.616.535	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
International Finance Corporation	15,79%	15/10/2031	37.875.284	-	37.875.284	-	-	-	60.557.850	1.134.932.114	1.195.489.964
Mufg bank	16,49%	12/04/2028	23.798.727	-	23.798.727	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	13,96%	15/07/2026	1.278.393	15.000.000	16.278.393	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,77%	5/04/2028	16.256.240	-	16.256.240	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	11.368.890	-	11.368.890	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Bancolombia S.A.	14,06%	28/07/2028	9.769.744	-	9.769.744	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	13,08%	14/05/2026	6.429.085	-	6.429.085	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,29%	28/04/2029	5.631.556	-	5.631.556	50.000.000	50.000.000	100.000.000	-	50.000.000	250.000.000
Banco Davivienda S.A.	13,97%	13/03/2029	1.423.428	3.750.000	5.173.428	5.000.000	5.000.000	5.000.000	5.000.000	-	20.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	5.088.226	-	5.088.226	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	15,38%	30/11/2029	4.661.440	-	4.661.440	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	13,83%	5/04/2026	918.965	2.556.496	3.475.461	3.408.661	284.042	-	-	-	3.692.703
Banco BBVA Colombia S.A.	13,42%	19/10/2027	2.593.528	-	2.593.528	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Banco de Bogotá S.A.	15,53%	19/02/2031	2.097.333	-	2.097.333	66.666.667	66.666.667	66.666.667	66.666.667	133.333.332	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,14%	30/11/2027	1.671.600	-	1.671.600	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	14,09%	21/12/2027	1.228.058	-	1.228.058	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	13,85%	30/11/2028	1.043.238	-	1.043.238	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	12,80%	23/12/2027	611.250	-	611.250	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco de Bogotá S.A.	15,53%	19/02/2031	524.333	-	524.333	16.666.667	16.666.667	16.666.667	16.666.667	33.333.332	100.000.000
Bancolombia S.A.	14,16%	26/02/2031	77.700	-	77.700	583.333	7.000.000	7.000.000	7.000.000	13.416.667	35.000.000
Total Créditos			\$144.252.753	\$572.413.163	\$716.665.916	\$331.262.828	\$1.323.492.376	\$1.584.208.334	\$838.828.684	\$1.725.015.445	\$5.802.807.667

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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Corriente		Total no corriente					Total no corriente	
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años		
Banco de Bogotá S.A.	15,81%	10/02/2024	\$408.636.624	\$ -	\$408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	-
Banco de Occidente	15,35%	28/08/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/09/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/08/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/01/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/07/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/04/2028	24.795.977	-	24.795.977	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	15,18%	5/04/2028	16.881.920	-	16.881.920	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
International Finance Corporation	16,17%	15/10/2031	16.710.754	-	16.710.754	-	-	-	60.557.850	1.134.415.602	1.194.973.452
Bancolombia S.A.	14,54%	15/07/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/07/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatría S.A.	13,66%	14/05/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000

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

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Fecha		Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días							
Bancolombia S.A.	13,92%	28/04/2029	5.978.646	-	5.978.646	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,04%	30/11/2029	4.848.960	-	4.848.960	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,43%	5/04/2026	930.011	2.556.496	3.486.507	3.408.661	1.136.220	-	-	-	4.544.881
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	2.957.760	-	2.957.760	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,98%	19/10/2027	2.734.300	-	2.734.300	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	13,78%	30/11/2027	1.749.733	-	1.749.733	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	16,89%	21/12/2027	1.458.875	-	1.458.875	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	14,50%	30/11/2028	1.089.597	-	1.089.597	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	13,63%	23/12/2027	649.000	-	649.000	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	6/01/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	8/02/2024	175.428	-	175.428	-	-	-	-	-	-
Total Créditos			\$568.493.187	\$785.329.829	\$1.353.823.016	\$275.679.494	\$1.229.011.220	\$1.438.875.000	\$793.495.350	\$1.544.415.602	\$5.281.476.666

En el primer trimestre de 2024 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

- El 19 de febrero de 2024 se generaron dos operaciones de crédito bajo línea sostenible con Banco de Bogotá, que corresponden a la renovación de un crédito por \$400.000.000 y otro por \$100.000.000 que serán destinados a la financiación de Capex para proyectos renovables. Los créditos se suscribieron a un plazo de siete (7) años y una tasa de IBR 1M + 2,96% NAMV.
- 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 de 2031	7	\$ 35.000.000	IBR 1M + 1.85% NAMV
Davivienda S.A.	13 de marzo de 2024	13 de marzo de 2029	5	\$ 25.000.000	IBR 1M + 1.50% NAMV
Total				\$60.000.000	

Adicionalmente, el 21 de marzo de 2024, el Grupo realizó la renovación de un crédito suscrito con Bancolombia por \$300.000.000, a un plazo de cuarenta y cinco (45) meses y una tasa de IBR 3M + 2,10% NATV.

Al 31 de marzo de 2024, en Grupo, cuenta con \$3.238.959.927 en líneas de crédito autorizadas no utilizadas, respecto de las cuales, en caso de requerirse, las entidades financieras realizarán una actualización de las condiciones para su aprobación y desembolso.

Al 31 de marzo de 2024 el Grupo no tiene ningún Covenant activo.

- (3) Al 31 de marzo de 2024, la principal variación corresponde a la constitución de ciento veinticuatro (124) derivados de cobertura con valoración pasiva:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.853,54	9.827.681
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/04/2024	50.000.000	USD	3.975,90	5.691.423
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	31/07/2024	4.500.000	USD	4.942,60	4.438.558
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/01/2025	17.000.000	USD	4.228,50	3.220.631
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	20/12/2024	17.000.000	USD	4.191,50	3.024.901
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2025	16.300.000	USD	4.236,50	2.958.100

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
				Vencimiento				
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	3.467.662	USD	4.451,24	1.926.849
Forward	Inversiones/proyecto	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	3.467.662	USD	4.451,24	1.926.849
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	29/11/2024	1.250.000	USD	5.550,50	1.811.422
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/06/2024	1.250.000	USD	5.373,50	1.788.794
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.358,60	1.727.832
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/09/2024	1.300.000	USD	5.202,12	1.529.207
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	1.012.657	USD	5.435,07	1.525.056
Forward	Inversiones/proyecto	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	1.012.657	USD	5.435,07	1.525.056
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	2.595.077	USD	4.442,15	1.419.200
Forward	Inversiones/proyecto	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	2.595.077	USD	4.442,15	1.419.198
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.326,54	1.191.313
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.290,92	1.188.219
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/04/2024	9.465.908	USD	3.975,90	1.077.490
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/07/2024	900.000	USD	5.146,75	1.061.220
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/09/2024	900.000	USD	5.174,88	1.058.002
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800.000	USD	5.256,63	1.052.071
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/07/2024	800.000	USD	5.117,35	942.672
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.403,50	936.694
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024	700.000	USD	5.224,55	920.504
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/05/2024	700.000	USD	5.089,78	827.032
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	31/10/2024	700.000	USD	5.222,50	818.184
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	875.000	USD	4.929,80	803.999
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.435,50	803.967
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/11/2025	2.900.000	EUR	4.688,00	781.189
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/12/2024	600.000	USD	5.255,55	703.863
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	666.166
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	1.120.000	USD	4.564,72	666.166
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	639.748
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	1.070.000	USD	4.542,06	639.748
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	624.260
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	1.040.000	USD	4.496,22	624.260
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/02/2025	2.100.000	EUR	4.716,50	574.416
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	569.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	960.000	USD	4.514,50	569.995
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	549.324
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	930.000	USD	4.604,72	549.324
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024	575.000	USD	4.906,80	529.019
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	575.000	USD	4.876,80	528.596
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.158,00	526.280
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.191,00	525.054
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	479.467
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024	790.000	USD	4.449,22	479.467
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	1/04/2024	400.000	USD	5.028,27	474.388
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	30/04/2024	400.000	USD	5.058,46	472.937
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	458.571
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	780.000	USD	4.624,72	458.571
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024	500.000	USD	4.846,80	457.814
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024	495.000	USD	4.820,80	454.277
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	1.100.000	USD	4.401,50	440.762
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	1.100.000	USD	4.421,00	439.050
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024	465.000	USD	4.956,80	427.712
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	410.571
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024	680.000	USD	4.473,47	410.571
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/03/2025	1.500.000	EUR	4.738,00	403.901
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	378.583
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024	640.000	USD	4.582,72	378.583
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	28/05/2024	5.624.280	USD	3.943,00	355.947
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	864.000	USD	4.339,00	348.129
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024	370.000	USD	4.984,80	340.984
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/09/2024	576.000	USD	4.557,00	339.544
Forward	Frontera	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	884.820	USD	4.262,44	330.295
Forward	Inversiones/proyecto	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	884.820	USD	4.262,44	330.295
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024	549.000	USD	4.533,00	323.469
Forward	Cobertura Cosenit USD	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	203.931	USD	5.435,07	307.119
Forward	Inversiones/proyecto	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	23/05/2024	203.931	USD	5.435,07	307.119
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/10/2024	531.000	USD	4.578,35	302.251
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520.000	USD	4.636,72	302.103
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025	520.000	USD	4.636,72	302.103

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
				Vencimiento					
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	31/05/2024		488.000	USD	4.481,08	286.393
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		472.000	USD	4.513,00	279.562
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/09/2024		577.000	USD	4.442,50	276.145
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024		633.000	USD	4.397,33	275.681
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/12/2024		486.000	USD	4.591,50	272.685
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024		550.000	USD	4.422,50	265.705
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024		1.027.000	USD	4.234,50	251.177
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/10/2024		531.000	USD	4.476,50	249.998
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024		987.000	USD	4.254,50	241.668
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024		487.000	USD	4.381,50	237.675
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	30/09/2024		413.000	USD	4.562,03	237.292
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		250.000	USD	4.790,05	229.133
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/12/2024		485.000	USD	4.499,50	228.861
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/04/2024		1.500.000	EUR	4.324,00	228.845
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		470.000	USD	4.401,50	227.615
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024		500.000	USD	4.397,33	217.758
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/08/2024		235.000	USD	4.872,00	210.703
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2025		334.000	USD	4.731,97	208.160
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/07/2024		820.000	USD	4.173,63	200.200
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		490.000	USD	4.440,00	196.054
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024		412.000	USD	4.457,50	195.059
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	28/08/2024		400.000	USD	4.403,33	178.631
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/04/2024		297.000	USD	4.460,46	175.862
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024		334.000	USD	4.336,50	165.063
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		297.000	USD	4.360,50	146.177
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025		100.000	USD	5.472,50	135.009
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		493.000	USD	4.273,50	121.788
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BBVA España	Cash Flow Hedge	2/01/2025		100.000	USD	5.283,50	117.624
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		125.000	USD	5.025,75	117.329
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	2/01/2025		209.000	USD	4.605,47	116.369
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	4/09/2024		267.000	USD	4.397,33	116.283
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024		275.000	USD	4.293,00	110.405
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/01/2025		213.000	USD	4.524,50	101.771
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024		373.000	USD	4.214,33	91.056
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd USA	Cash Flow Hedge	30/04/2024		1.384.581	USD	3.924,71	87.405
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	Scotiabank Colpatría S.A.	Cash Flow Hedge	31/03/2025		175.000	USD	4.521,62	75.591
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		183.000	USD	4.268,00	73.346
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		183.000	USD	4.315,00	73.291
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Trading	4/04/2024		534.092	USD	3.979,96	72.671
Forward	Inversiones/proyecto	Mufg Bank Ltd USA	Trading	6/06/2024		1.048.844	USD	3.949,81	67.678
Forward	Inversiones/proyecto	BNP Paribas	Trading	4/04/2024		572.449	USD	3.959,32	65.975
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	31/05/2024		274.000	USD	4.128,25	65.850
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Trading	9/05/2024		534.092	USD	3.983,16	61.387
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/09/2024		150.000	USD	4.382,00	60.336
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024		150.000	USD	4.362,00	60.299
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	2/07/2024		182.000	USD	4.150,93	43.966
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	30/04/2024		183.000	USD	4.104,95	43.868
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024		175.000	USD	4.080,25	41.641
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024		154.000	USD	4.195,63	37.550
Forward	Inversiones/proyecto	Citibank Colombia S.A.	Cash Flow Hedge	30/05/2024		315.308	USD	3.997,09	36.337
							Total valoración		87.301.037

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

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios (a)	\$ 12.099.639	\$ 93.371.605	\$ 10.047.105	\$ 96.608.555
Terrenos (b)	8.907.366	148.235.668	9.398.887	139.705.485
Vehículos (c)	7.853.952	4.170.562	8.655.523	5.297.191
Maquinaria y equipo	-	-	-	-
Redes eléctricas	-	615.456	-	663.284
Total	\$ 28.860.957	\$ 246.393.291	\$ 28.101.515	\$ 242.274.515

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

- (a) El incremento 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 y actualización financiera por cambio de IPC a una tasa del 11.12% del contrato con Agropecuaria Frigorífico por \$1.986.873.
- (b) La disminución corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por valor de \$(1.550.447) y renovaciones de contratos a 1 y 2 años con Muñoz y Hermanos FYN por \$325.444 con una tasa del 11,18%, Paez Ruiz y Asociados por \$152.916 a una tasa del 11,18% y Julio Alberto Flechas Vega por \$121.197 una tasa del 12,52%.
- (c) La disminución corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$(2.154.753), Busexpress S.A.S. por \$(762.636), ALD Automotive S.A. por valor de \$(566.442) y Compañía Naviera del Guavio Ltda. por \$(461.067). Por otro lado, la renovación del contrato de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por \$1.430.566 y Compañía naviera del Guavio Ltda. a una tasa del 10,95% por \$570.770.

Centroamérica

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

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 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ 533.254	\$ 20.413.140	\$ 530.402	\$ 20.869.732
Edificios	30.239	4.194.793	30.080	4.288.493
Vehículos	14.485	2.007.679	14.409	2.051.695
	\$ 577.978	\$ 26.615.612	\$ 574.891	\$ 27.209.920

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

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Terrenos	\$ -	\$ 13.275.217	\$ 2.545.194	\$ 12.076.806
Edificios	3.575.335	-	1.780.776	1.757.508
Vehículos	1.958.805	-	1.362.388	798.104
	\$ 5.534.140	\$ 13.275.217	\$ 5.688.358	\$ 14.632.418

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

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

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Edificios	\$ 183.401	\$ 2.034.453	\$ 178.612	\$ 2.070.798
	\$ 183.401	\$ 2.034.453	\$ 178.612	\$ 2.070.798

18. Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.318.591.139	\$ -	\$ 1.967.710.788	\$ -
Estimados por compra de energía y gas (2)	663.075.411	-	676.859.346	-
Otras cuentas por pagar (3)	349.115.403	217.101.939	425.657.040	241.059.978
Total	\$ 2.330.781.953	\$ 217.101.939	\$ 3.070.227.174	\$ 241.059.978

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2024 el saldo corresponde a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo con: Banco Colpatria S.A. por \$154.491.637, Bancolombia S.A. por \$91.032.570, confirming con Citibank Colombia S.A. por \$55.866.907, Banco Comercial Av Villas S.A. por \$25.575.053. Empresas Públicas de Medellín S.A. E.S.P. por \$92.248.534; Siemens S.A.S. por \$18.464.400; Generadora y comercializadora de energía del Caribe S.A. E.S.P. por \$15.039.990. Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. por \$12.867.343 Abb Colombia Ltda. por \$11.998.446; Promoambiental Distrito S.A.S. E.S.P. por \$11.925.255; Hidroeléctrica Del Alto S.A. E.S.P. por \$11.236.230; Proyectos De Ingenieria S A Proing S A. por \$10.869.419 ; Soltec Energías S.A.S. por \$10.628.806 ; Termotasajero S.A. E.S.P. por \$10.425.222; Nordex Energy Colombia S.A.S. por \$9.185.322; Andritz Hydro Ltda. por \$8.999.376; Soltec Trackers Colombia S.A.S. por \$8.718.078; incluye también estimados de bienes y servicios por \$673.717.204.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional y facturas por recibir correspondiente a compras de energía por \$51.506.961.

Guatemala: Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de Mercado Mayorista – AMM por \$6.276.747.

Costa Rica: Corresponde principalmente a cuentas por pagar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por concepto de multas, en las compañías PH Chucás S.A. por entrada tardía en operación del proyecto por \$21.816.721.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2024 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$391.045.763; segmento de generación por \$241.236.459 y comercialización de gas por \$5.659.097. Adicionalmente,

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

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 \$20.635.466.

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a compras de energía de Enel Fortuna S.A. para cubrir los compromisos de energía de la compañía, por valor de \$4.498.626.

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

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 276.248.008	\$ 217.101.939	\$ 337.116.457	\$ 241.059.978
Saldo a favor de clientes (b)	79.378.924	-	54.968.932	-
Recaudo a favor de terceros (c)	(6.511.529)	-	33.571.651	-
Total	\$ 349.115.403	\$ 217.101.939	\$ 425.657.040	\$ 241.059.978

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2024 a corto plazo corresponde a las adecuaciones obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$136.403.583, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$37.694.332. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

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 \$68.369.171 en el corto plazo y \$217.101.939 en el largo plazo.

Costa Rica: Corresponde a registro de provisiones, principalmente por intereses sobre crédito de General Electric Capital Corporation (GE) para construcción de proyectos Don Pedro y Río Volcán de los años 2017 a 2019, a retención de renta a Ministerio de Hacienda y provisiones de obligaciones con MBO Servicios de Negocios S.A., a servicios profesionales de auditoría, horas extras de personal y otros por \$12.114.602.

Guatemala: Corresponde a cuentas por pagar de seguros todo riesgo por un valor de \$3.368.243.

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2024 corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.

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

Centroamérica

Guatemala: Corresponde principalmente a saldo a favor de clientes en compra y venta de energía por valor de \$4.131.049

- (c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2024 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde al pago del recaudo del contrato Openbook con Scotiabank.

19. Provisiones

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Provisiones ambientales	\$ 126.041.459	\$ 176.775.244	\$ 163.079.281	\$ 160.154.727
<i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>	56.850.928	37.820.103	87.845.097	11.296.980
<i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>	31.323.050	21.342.616	35.232.194	22.995.525
<i>Plan de Compensación CAR (2)</i>	19.478.643	78.724.119	20.883.217	85.113.214
<i>Provisión Ambiental Río Bogotá (3)</i>	11.339.905	14.248.761	12.157.608	15.484.907
<i>Provisión ambiental proyectos renovables (4)</i>	6.370.539	24.173.744	6.486.717	25.187.897
<i>Otras compensaciones ambientales</i>	678.394	465.901	474.448	76.204
Provisión de reclamaciones legales (5)	20.654.157	22.461.483	18.397.851	18.450.530
<i>Sanciones</i>	19.103.667	-	16.803.667	-
<i>Civiles y otros</i>	1.550.490	16.032.075	1.594.184	11.757.656
<i>Laborales</i>	-	6.429.408	-	6.692.874
Desmantelamiento	14.231.042	23.736.901	14.218.468	20.308.114
<i>Desmantelamiento de PCBs (6)</i>	13.709.441	3.899.804	13.709.441	2.175.291
<i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>	521.601	13.818.719	509.027	12.626.833
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	6.018.378	-	5.505.990
Otras provisiones	30.717.883	21.185.089	29.778.244	20.010.614
<i>Provisión Incertidumbre Fiscal (7)</i>	27.001.260	-	26.061.621	-
<i>Provisión Recuperación Tominé (8)</i>	3.716.623	3.366.367	3.716.623	3.366.367
<i>Provisión de Fondo Electrificación Rural (9)</i>	-	17.125.585	-	15.951.110
<i>Otros</i>	-	693.137	-	693.137
Total Provisiones	\$ 191.644.541	\$ 244.158.717	\$ 225.473.844	\$ 218.923.985

- (1) La provisión de la Central Ambiental Hidroeléctrica El Quimbo está constituida por: i) Ambiental y obras Quimbo, la cual corresponde principalmente a obligaciones para reposición de infraestructura, liquidación de contratos asociados a obras ejecutadas y obras menores necesarias para la operación de la central ejecutadas dentro del cronograma de obras propuesto por el proyecto entre el 2017 y 2026. ii) Plan de Restauración, incluye las obras necesarias para mitigar el impacto ambiental con ocasión del llenado del embalse y que involucra flujos de ejecución estimados en 30 años. Entre las actividades principales de esta obligación se encuentra la restauración de bosques, mantenimiento de la franja de protección y del embalse, desarrollo del programa íctico, pesquero y programas de monitoreo de fauna, flora, clima y paisaje.

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y del plan de restauración Quimbo a marzo de 2024 es 15.37% y 10.51% y a diciembre de 2023 es 16.96% y 10.17% EA, respectivamente.

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

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 31 de marzo de 2024 se encuentra en estado terminado y archivado.

Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%

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

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó al ANLA para su revisión y aprobación una liquidación parcial por \$9.702.000 con corte al 30 de septiembre de 2016, la cual será reliquidada una vez determine el costo final del proyecto de acuerdo con el parágrafo 2 del artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. A 31 de marzo de 2019 no se había recibido pronunciamiento de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales-ANLA.

El 25 de noviembre de 2019, se presentó para revisión y aprobación por parte de la ANLA, la liquidación del Plan de Inversión 1% a corte 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

En respuesta al requerimiento, se propuso a la ANLA que los recursos pendientes por ejecutar se distribuyeran en dos programas específicamente:

1. Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.
2. Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales.

De otra parte, el pasado 18 de diciembre de 2020 en audiencia de oralidad, la ANLA requirió puntualmente:

“Presentar las inversiones base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% ejecutadas en el año 2019, incluyendo las actividades de la Resolución 938 del 16 de junio de 2018, mediante la cual se modificó la Resolución 899 del 19 de mayo de 2009, de conformidad con lo establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo de 2019”.

Lo anterior, requiere que Enel Colombia S.A. E.S.P., conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

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

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *“incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”*. Así mismo determinó que *“no incorporar valores reales al plan de inversión y al cronograma de inversión de la presente obligación, con pronunciamientos de fondo por parte de la autoridad ambiental, provoca que las ejecuciones se extienden en el tiempo, postergando el bienestar percibido por las mismas”*.

Dado lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. continúa con la revisión del concepto técnico emitido por parte de la autoridad ambiental y del ente de control (ANLA), para emitir respuesta oficial sobre el monto base de liquidación y el estado de implementación de los proyectos ya aprobados por parte de la autoridad nacional.

El artículo 321 de la Ley 1955 del 25 de mayo del 2019 (Plan Nacional de Desarrollo), establece la oportunidad de acogerse a un incremento de la obligación de inversión del 1% de acuerdo con la fecha de expedición de la Licencia Ambiental, para las empresas que deben cumplirla y tienen presupuesto pendiente por invertir.

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente.

En este sentido considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como “en ejecución” el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

La diferencia entre el valor total actualizado del plan 1% y el valor en ejecución, es considerado por la ANLA como “valor por ejecutar” el cual asciende a \$13.130.664.

BALANCE DE INVERSIÓN FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1% actualizada (Artículo 321)	\$ 15.989.664
Valor en ejecución de la inversión forzosa de no menos del 1%	(2.859.000)
Valor de la inversión forzosa de no menos del 1% por ejecutar Actualizado.	\$ 13.130.664

En febrero 24 de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó ante la ANLA la respuesta a los requerimientos reiterativos asociados a la inversión del 1%, establecidos mediante acta de oralidad 540 del 18 de diciembre de 2020. A la fecha no se tiene respuesta por parte de la autoridad ambiental.

Mediante Auto 01481 del 17 de marzo de 2021 la ANLA, ordena el inicio del procedimiento sancionatorio, por presuntos incumplimientos respecto al programa de adquisición de predios de la inversión del 1%. el Grupo por su parte presentará la cesación del procedimiento.

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747 el Grupo procederá a realizar la respectiva concertación con la

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

Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

A su vez, en este proceso con la CAM se deberá incluir el valor liquidado del 1% por concepto de las obras adicionales realizadas para la construcción del sistema de medición de filtraciones cuyo valor base es de \$23.866.318.

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, Enel Colombia S.A. E.S.P. avanza en la gestión para certificar, de los valores pendientes de reportar a la Autoridad Ambiental.

El 16 de diciembre de 2021, la CAM mediante comunicación con radicado 20211020279531, aprobó que el incremento del presupuesto del Plan 1% por el valor de \$5.998.410.444; así como, el valor asignado inicialmente al municipio de La Argentina (\$296.320.678) se destine a la línea de inversión “Adquisición de predio y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento y recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas.”

Adicionalmente, la CAM solicitó el cumplimiento de los siguientes requisitos de los predios que se adquieran a través de la línea de inversión mencionada anteriormente:

1. Que sean predios de más de 50 hectáreas.
2. Que los predios se encuentren al interior de las zonas de conservación en más del 50% de su área total.
3. Que la adquisición de los predios se haga dando cumplimiento a cada una de las líneas de inversión descritas en el Artículo Segundo de la Resolución 00462 de 2021.

De otra parte, la ANLA, con relación a los compromisos adquiridos en la mesa técnico-jurídica llevada a cabo el 07 de mayo de 2021, mediante Resolución 2398 de 2021, confirmó que el Grupo debe adelantar la gestión pertinente ante el IGAC para sanear los predios con relación a la concordancia de las áreas en la oficina de Registro (certificado de libertad y tradición) y Catastro (IGAC).

Con relación al programa de Formación de Promotores Ambientales, la ANLA determinó lo siguiente:

Para este programa, la Sociedad en el ICA No. 24, menciona que:

“En la mesa técnico-jurídica celebrada el 07 de mayo de 2021 entre la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM la ANLA y Emgesa, la ANLA se comprometió a definir cuales insumos de los costos requeridos para la ejecución del programa se podrán imputar al Plan de Inversión 1%. A la fecha, Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.) no ha recibido respuesta. Se adjunta acta de reunión.

Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia

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

de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el párrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, carnés y soportes de finalización del proceso diplomas) estos serán elegibles con cargo a la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1%, con la justificación respectiva que acredite la necesidad de estos en desarrollo del contrato celebrado, igualmente deberán ser soportados técnica y financieramente.

En concordancia con lo anterior, a través de memorando interno 2021196452-3-000 del 13 de septiembre de 2021, la Oficina Asesora Jurídica – OAJ de la Autoridad Nacional, emitió pronunciamiento frente a la consulta sobre compensación del componente biótico y de inversión forzosa de no menos del 1%, realizada por la Cámara Colombiana de Infraestructura (CCI), la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Públicos y Comunicaciones de Colombia (ANDESCO), la Asociación Colombiana de Petróleos (ACP) y la Asociación Colombiana de Generadores de Energía Eléctrica (ACOLGEN).”

Con base en lo anterior, Enel Colombia S.A. E.S.P. informó a la CAM que continuará con la actividad de compra de predios conforme a los lineamientos establecidos tanto por la ANLA como por la CAM; sin embargo, resaltamos las dificultades de tiempo que traerá para la ejecución del plan del 1% la gestión que se realizará ante el IGAC con respecto a la concordancia que debe existir entre las áreas de los predios de los títulos de propiedad, el certificado de libertad y tradición (Registro) y Catastro.

Por otra parte, y teniendo en cuenta las precisiones que manifiesta la ANLA con relación al Programa de Promotoría Ambiental, se procederá a evaluar la información suministrada para la ejecución de dicho programa.

El 29 de marzo de 2022 mediante radicado ANLA 2022058211-1-0000, Enel Colombia S.A. E.S.P. solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%.

1. Costos del proceso de normalización de los predios que implica diferentes trámites ante las entidades públicas que hacen parte del proceso y son necesarios y obligatorios.

Así mismo se informa que, “debido a las dificultades operativas que presenta el IGAC, Enel Colombia S.A. E.S.P., estudia la posibilidad de realizar un convenio de cooperación con el municipio de Garzón, quien fue autorizado como gestor catastral en la Resolución 1698 del 9 de noviembre del 2021, “Por medio de la cual se habilita como gestor catastral al municipio de Garzón-Huila y se dictan otras disposiciones”.

En este sentido, se solicitó que todos los costos en que incurra Enel Colombia S.A. E.S.P. para estos procesos de saneamiento predial se puedan cargar al presupuesto del Plan de Inversión del 1%.

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques

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

de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas”.

En este sentido, es preciso conocer si las actividades de identificación visual del paisaje con fotografías aéreas, el uso de drones y los informes de las actividades anexas pueden ser costeadas con el presupuesto del Plan de inversión forzosa del 1%.

3. Se autorice el pago de visitas de la CAM para emitir los respectivos conceptos de aprobación o descarte para la compra de los predios ofertados por los municipios costos con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Mediante radicado 2022104387-2-000 del 26 de mayo de 2022 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la “recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca hidrográfica”, justificando la necesidad de estos y financieramente aportar contratos, convenios, actas de avance, presupuestos efectivamente ejecutados, facturas y comprobantes de egreso que demuestren los valores cancelados.

1. Los costos asociados a esta actividad (identificación visual del paisaje a través de fotografías aéreas y uso de drones; así como, “actividades anexas”), los cuales no han sido solicitados por parte de esta Autoridad, no serán elegibles del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%, al considerarse que no es necesario incurrir en ellos para identificar áreas con coberturas vegetales conservadas, destacando que los montos a invertir deben enfocarse en las acciones que propenden a la conservación y protección del recurso hídrico, el cual corresponde al objetivo de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% y por tanto debe darse un uso eficiente del mismo.
2. Respecto a la elaboración de conceptos técnicos por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM producto de la visita en campo de los predios a adquirir, es viable descontar dicho valor del monto de la inversión forzosa de no menos del 1%; no obstante, se aclara que este valor será descontado únicamente de los predios que sean finalmente adquiridos una vez se surta todo el proceso de compra y entrega del predio cumpliendo con todos los requisitos asociados y discriminados en el numeral 2 del artículo segundo de la Resolución 2398 del 29 de diciembre de 2021.

Mediante Acto Administrativo No. 1572 del 22 de julio de 2022- Expediente LAM4090 la ANLA se pronuncia informando lo siguiente:

“Artículo primero: aceptar como parte de la liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, la suma de sesenta y dos millones cuatrocientos diecinueve mil doscientos setenta y nueve pesos con siete centavos. (\$62.419.279.07), liquidado sobre la base de liquidación que corresponde a la suma de seis mil doscientos cuarenta y un millones novecientas veintisiete mil novecientos siete pesos, moneda corriente. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.”

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

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte del Grupo solicitando las siguientes aclaraciones:

1. Respecto al párrafo segundo del artículo segundo de la Resolución No. 1572 del 22 de julio de 2022, solicitamos respetuosamente se realice la verificación de los valores y se aclare la cifra de (\$1.225.527), correspondiente al incremento del 10%, toda vez que al aplicar dicho porcentaje a la base a actualizar de \$1.229.526.748, difiere al valor señalado en la resolución. Como consecuencia de la aclaración, de ser necesario, se realice el ajuste de las cifras que se deriven de la cifra aclarada.
2. Respecto al artículo tercero, solicitamos respetuosamente aclarar que el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA- 26, corresponde al primer semestre de 2022 y no al segundo semestre del año 2021, como lo señala el artículo.

Mediante Resolución 02829 del 30 de noviembre de 2022, la ANLA modifica el artículo segundo de la Resolución 1572 del 22 de julio de 2022, con el cual se actualiza la liquidación parcial acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

BALANCE DE INVERSION FORZOSA DE NO MENOS DEL 1%	
Valor de Liquidación con base en los certificados a costo histórico a 2018.	\$ 14.795.967
Valor incremento al porcentaje incremental establecido en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	1.229.527
Subtotal valor Liquidación actualizada al artículo 321 de la Ley 1955 de 2019 (Base corte 2018)	16.025.494
Valor 1% Sistema de medición de Filtraciones (Periodo 2019-2020 aceptado en Resolución 1328 del 28 de julio de 2021)	238.663
Valor adicional ítem adquisición de Terrenos (Periodo 16 de octubre de 2019 a 4 de diciembre de 2020 y año 2021 aceptado en Resolución 1572 del 22 de julio de 2022)	62.419
Total Liquidación inversión forzosa de no menos del 1% acumulada a 31 de diciembre de 2021	62.419
Valor en ejecución del Plan de Inversión a la entrada en vigor del artículo 321 de la Ley 1955 de 2019.	2.500.699
Valor por ejecutar del Plan de Inversión del 1%	\$ 13.825.877

Fuente: Resolución ANLA 02829 del 30 de noviembre de 2022.

Sumado a lo anterior, Enel Colombia S.A E.S.P. continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

En este sentido, se priorizó el proceso de revisión del predio “El Danubio” cuyo estudio de títulos es viable y pasará a aprobación por parte de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM).

De otra parte, el municipio de Garzón recibió aval técnico y financiero por parte de la firma Aguas del Huila al proyecto de PTARD del centro poblado San Antonio del Pescado, y avanza en la realización del plan de saneamiento y manejo del vertimiento como requisito final para la presentación del proyecto a la CAM para aprobación de su ejecución con los recursos del Plan de inversión del 1%.

Dada la falta de predios para compra desde el pasado 02 de enero de 2023 se realizó la radicación de la solicitud de apertura de la nueva línea de inversión Instrumentación y monitoreo

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

de recurso hídrico a la ANLA. El 13 de febrero, ANLA emitió concepto de viabilidad para el uso de la línea de inversión y queda a la espera del proyecto para aprobación. Se realizó reunión de acercamiento con la CAM el pasado 27 de marzo de 2023 y está pendiente la elaboración del proyecto por parte de esta entidad para presentar a la ANLA.

Mediante resolución N° 00283 del 17 de febrero de 2023, la ANLA acepta lo siguiente:

- Como ejecutado la suma de \$460.908 por la adquisición del predio Aguas Claras.
- Como ejecutado la suma de \$698.411 del predio Lote No. 4.
- La propuesta de adquisición del predio El Desengaño ubicado en el municipio de Oporapa.
- Lo referente a la adquisición de predios donde se evidencie al menos el 70% de extensión del total con coberturas, no es un factor excluyente de la adquisición de predios.

Y requiere lo siguiente:

- a. El levantamiento topográfico para dar como ejecutado el monto del predio La Pradera.
- b. El Avalúo del predio Agua Blanca ubicado en el municipio de Paicol expedido el 17 de noviembre de 2020.
- c. El ajuste o aclarar las diferencias encontradas en la ubicación y límites entre el área registrada del predio La Pradera.
- d. La información documental y cartográfica para aprobación de los predios Quebrada los Monos en el municipio de Isnos y Villa Nohora en el municipio de Palestina.

Enel Colombia S.A. E.S.P. dio respuesta parcial a la resolución N°00283 del 17 de febrero de 2023 mediante radicado N°2023068167-1-000 del 31 de marzo de 2023.

El 31 de marzo de 2023, mediante radicado ANLA 2023068722-1-000, Enel Colombia S.A E.S.P. hizo entrega del Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 27, en el cual se presentó todo el avance del Plan 1% correspondiente al segundo semestre del año 2022.

La ANLA, posteriormente, en comunicación recibida por el Grupo (Rad ANLA N° 20234700059581) el 12 de mayo de 2023, solicitó la radicación del ICA N° 27 en medio físico, el cual fue debidamente entregado por Enel Colombia S.A E.S.P. el 29 de mayo de 2023 (Radicado ANLA N° 2023-620-015879-2).

El 07 de marzo de 2023, Enel Colombia S.A E.S.P. radicó a la ANLA para su aprobación (Radicado N° 2023045547-1-000) un proyecto denominado "Construcción de la planta de tratamiento de aguas residuales del centro poblado San Antonio del Pescado de Garzón Huila" para cofinanciación con el presupuesto del Plan de inversión del 1%.

El 31 de mayo de 2023, Enel Colombia S.A E.S.P. dio respuesta a la ANLA (radicado N°20236200172712), al requerimiento del artículo décimo cuarto Resolución No. 462 del 08 de

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

marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

La ANLA mediante resolución N°1145 del 05 de junio de 2023, aprobó la inclusión del proyecto mencionado, como parte de la línea de inversión “Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas” con cargo a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%.

Adicionalmente, requirió el ajuste del proyecto y la presentación de un plan de seguimiento y monitoreo del cuerpo de agua detallado, para verificar el cumplimiento de las metas y objetivos del proyecto, dentro del cual solicitó definir indicadores y actividades de socialización con las comunidades. Finalmente, solicita que los resultados de los análisis fisicoquímicos y microbiológicos sean remitidos a la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM con el fin de tomar medidas correctivas en caso de no cumplir con los rangos establecidos en la normativa.

De otra parte, Enel Colombia S.A E.S.P. mediante radicado N°20236200197942 del 07 de junio de 2023, dio respuesta a los literales a y c del artículo quinto de la Resolución N°00283 del 17 de febrero de 2023.

El 26 de junio de 2023, el municipio de Garzón, Empresas públicas de Garzón (Empugar) y Enel Colombia S.A E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en el centro poblado San Antonio del Pescado del Municipio de Garzón”, por el valor de \$3.077.470.632 y una duración de 18 meses. El aporte del Grupo será de \$2.103.199.390, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$974.271.242. Este acuerdo, incluye para cumplimiento del municipio, los requerimientos de la resolución N°1145 del 05 de junio de 2023.

El 27 de junio de 2023, el municipio de Elías (Huila) y Enel Colombia S.A E.S.P., suscribieron un Convenio para la adquisición del predio denominado “El Desengaño” (47,55 ha) por parte del municipio, con los recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo, por el valor de \$305.806.366. Lo anterior, con el fin de proteger los afluentes del río Magdalena y cuenca abastecedora del municipio de Elías, mediante la conservación y protección del predio mencionado.

El 28 de junio de 2023, el municipio de El Agrado, Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. y Enel Colombia S.A E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales STAR del municipio de El Agrado, Departamento del Huila”, por el valor de \$1.243.782.162 y una duración de 06 meses. El aporte de Enel Colombia S.A E.S.P. será de \$929.930.588, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$81.368.926 y Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P. aportará la suma de \$232.482.647.

Con relación a la línea de inversión “Formación de promotores ambientales de la comunidad” Enel Colombia S.A E.S.P. radicó el 15 de mayo de 2023 a la ANLA, la propuesta realizada por el SENA para la ejecución del proceso de formación. A su vez, el Grupo consulta a la Autoridad sobre la viabilidad del pago de apoyo económico por un valor de \$400.000 pesos mensuales para cada aprendiz, de acuerdo con la propuesta del SENA.

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

El 21 de septiembre de 2023 se terminó la ejecución del convenio suscrito con el municipio de Elías para la adquisición del predio “El Desengaño” y se inició la liquidación del mismo.

El 27 de septiembre de 2023, el municipio de Garzón suscribió contratos de obra e interventoría para la ejecución del convenio firmado con Enel Colombia S.A E.S.P., para la construcción de la PTARD en el corregimiento San Antonio del Pescado.

El 29 de septiembre de 2023, la CAM informa mediante radicado 13909 2023-S que es pertinente presentar el avalúo actualizado del predio el Danubio.

Mediante Resolución N°002992 del 18 diciembre de 2023 la ANLA evalúa el programa de cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% informa lo siguiente:

Artículo primero: Aceptar a Enel Colombia S.A E.S.P. la ejecución del programa de “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales (STAR) del Municipio de El Agrado, departamento del Huila” enmarcado en la línea de inversión “Interceptores y sistemas de tratamiento de aguas residuales domésticas” para el cumplimiento de la obligación de inversión forzosa de no menos del 1% del proyecto “Hidroeléctrico El Quimbo”; de conformidad con lo señalado en la parte motiva del presente acto administrativo.

Mediante Auto N°011470 del 28 diciembre de 2023 en su Artículo primero. Reiterar a Enel Colombia S.A E.S.P.:

Presentar el ajuste del Plan de Inversión del 1%, acorde al valor por ejecutar actualizado a 2021, acompañado de la respectiva proyección financiera. Lo anterior en cumplimiento del artículo tercero de la Resolución 1572 del 2 de julio de 2022.

Presentar el ajuste del Plan de Inversión del 1%, informando la línea y programa en los que se invertirán los recursos disponibles del Plan de Inversión del 1%, de acuerdo con los montos aprobados por esta Autoridad, presentando la respectiva proyección financiera y cronograma de actividades para la ejecución de estos. Lo anterior, en cumplimiento del artículo tercero de la Resolución 1572 del 2 de julio de 2022 y artículo sexto de la Resolución 283 del 17 de febrero de 2023.

Artículo segundo. Requerir a Enel Colombia S.A E.S.P., para que en el término de tres (3) meses contados a partir de la ejecutoria del presente acto administrativo dé cumplimiento y/o ejecución a las siguientes obligaciones y presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos registros documentales:

1. Informar dentro del cuerpo de la certificación de revisor fiscal del año 2022, el valor del monto base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, del proyecto Hidroeléctrico El Quimbo, en pesos, para el periodo 1º de enero de 2022 al 31 de diciembre de 2022, detallado en los ítems establecidos en el artículo 321 de la Ley 1955 de 2021.
2. Especificar y aclarar si los valores reportados en el anexo del certificado del año 2022, en la columna “Valor /Moneda Objeto”, radicado 20236200172712 del 31 de mayo de 2023, se expresan en pesos o en millones de pesos.

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

3. Incluir en la base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, el costo de adquisición o expropiación de los predios, legalizados en el año 2022.
4. Presentar la información técnica del predio La Victoria ubicado en el municipio de Altamira, para evaluación por parte de esta Autoridad.
5. Presentar la siguiente información para el predio El Desengaño:
 - a. Soporte financiero del tercer pago, por la suma de \$122.322.546, equivalente al 40% de su adquisición.
 - b. Avalúo comercial adquirido con recursos de la inversión forzosa de no menos del 1%; adjuntando los soportes del pago del avalúo por la suma de \$4.757.569.
 - c. Presentar la caracterización biótica, física y socioeconómica.
 - d. Presentar el avalúo comercial del predio La Reserva- Lote 8 ubicado en el municipio de Paicol.
 - e. Presentar la información de los análisis jurídicos realizados al predio Bella María ubicado en el municipio de Salado blanco el cual ya cuenta con aval del COLAP y concepto de la CAM.

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

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

Artículo segundo aceptar dentro de la línea de Capacitación ambiental para la formación de promotores de la comunidad, el programa: “formación de promotores ambientales comunitarios convenio marco de cooperación N°. 00379 DE 2012. Celebrado entre el Servicio Nacional de Aprendizaje - Sena y Enel Colombia S.A. E.S.P. plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo” a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Salado blanco, 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

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

presente a esta Autoridad Nacional, los respectivos soportes documentales en el Informe de Cumplimiento Ambiental – ICA 30:

1. Presentar un documento avalado por el Sena, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipios, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del ítem “Recurso Humano - Aprendices”. La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 Enel Colombia S.A E.S.P., presentó recurso de reposición en contra de la resolución 000192 del 09 de febrero de 2024

Mediante radicado 20246200258332 del 7 de marzo de 2024 Enel Colombia S.A E.S.P., solicitó al 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, Enel Colombia S.A E.S.P. remitió respuesta a la solicitud realizada por parte de la autoridad Ambiental mediante el Artículo Segundo de la Resolución 2992 de 2023 la siguiente información:

Mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024, Enel Colombia S.A E.S.P. hizo entrega de la información solicitada por el ANLA en el Auto 11470 del 28 de diciembre de 2023

Mediante radicado 20246200339232 del 27 de marzo de 2024, Enel Colombia S.A E.S.P. dio alcance a los documentos entregados mediante radicado 2024-620-033374-2 del 26 de marzo de 2024 haciendo entrega de la certificación fiscal.

- (2) Al 31 de marzo 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 de Enel Colombia S.A E.S.P. 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.

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

El 28 de julio de 2020 Enel Colombia S.A E.S.P. interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

La demanda fue admitida por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca el 3 de octubre de 2023, y como consecuencia de esta actuación la CAR, presenta recurso de reposición contra esta decisión, bajo el argumento que los actos administrativos corresponden a actos de ejecución o seguimiento y no actos administrativos que generen nuevas obligaciones. El proceso se encuentra al despacho para resolver el recurso.

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

- (3) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse Muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. Enel Colombia S.A E.S.P. plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 10,51% E.A.
- (4) Corresponde a las provisiones ambientales para la construcción y operación de los proyectos renovables:
 - Parque Solar El Paso: Ubicado en departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de marzo 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 10,62% EA, con un plazo de ejecución estimado de 25 años, el cual corresponde a la duración de la licencia. Los conceptos incluidos son: Cumplimiento ambiental (PMA), plan de gestión del riesgo, enriquecimiento vegetal de 63 hectáreas con epífitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimientos)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

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

- La Loma: Ubicado en el departamento del Cesar, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 2200 de 9 de noviembre de 2019 otorgada por la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), la licencia otorgada a la sociedad EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. la cual incluye las etapas preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de marzo 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 9.51% EA, con un plazo de ejecución estimado de 5 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación y mantenimiento del plan de compensación del componente biótico.

- Fundación: Ubicado en el departamento del Magdalena, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 0657 de 8 de marzo de 2021 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Magdalena (CORPAMAG), cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 31 de marzo 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 15.37% EA, con un plazo de ejecución estimado de 3 años, el cual corresponde a la obligación de la licencia. Los conceptos incluidos son: implementación del plan de compensación del componente biótico.

- (5) Al 31 de marzo de 2024, el valor de las pretensiones en las reclamaciones de Enel Colombia S.A E.S.P. por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.880.835.961 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$43.115.640 (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 marzo de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
Ministerio de Ambiente Y Desarrollo Sostenible	\$ 10.579.305
Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena	5.660.184
Superintendencia de Servicios públicos	2.300.000
Corporación Autónoma del Guavio	334.814
Autoridad Nacional de Licencias Ambientales	229.364
Saldo final al 31 de marzo de 2024	\$ 19.103.667

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

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

Al 31 de marzo 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	268	\$ 871.809.099	\$ -
	Probable	44	26.116.080	7.905.362
	Remota	9	12.916.939.354	-
Total distribución - Civil		321	13.814.864.533	7.905.362
-Distribución-Laboral	Posible	166	28.282.674	-
	Probable	38	12.246.851	7.667.226
Total distribución-Laboral		204	40.529.525	7.667.226
Generación-Inundaciones A97	Posible	2	49.370	-
	Probable	2	3.073.181	4.807.362
Total generación-Inundaciones A97		4	3.122.551	4.807.362
Generación-Inundaciones D97	Posible	5	5.026.392	-
	Probable	2	308.033	449.876
Total generación-Inundaciones D97		7	5.334.425	449.876
Generación-Laboral	Posible	30	6.824.164	-
	Probable	4	1.040.223	1.114.765
Total general Total Generación-Laboral		34	7.864.387	1.114.765
Generación-Otros	Posible	41	2.290.803.234	-
	Probable	6	13.320.812	208.750
	Remota	3	112.320.000	-
Total Generación-Otros		50	2.416.444.046	208.750
Quimbo	Posible	156	571.460.969	-
	Probable	1	5.377.741	1.400.000
Total Quimbo		157	576.838.710	1.400.000
Renovables	Posible	4	15.837.784	-
	Remota	1	-	-
Total Renovables – Laboral		5	15.837.784	-
Total general		782	\$ 16.880.835.961	\$ 23.553.341

Concepto	Valor de la provisión a 2024
Sanciones Quimbo y Guavio	\$ 19.103.667
Primas de éxito	4.192.367
Provisión litigios Fiscales	956.450
Sanciones	594.041
VPN	(5.284.226)
	\$ 19.562.299

(6) Corresponde a la provisión de desmantelamiento de PCBs.

Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, el Grupo reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

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

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales – ANLA – expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados.

Desde 2017, el Grupo inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este periodo teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre de 2016 se realizó la adjudicación a LITO S.A.S. del nuevo contrato para la prestación del servicio de “Manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de residuos contaminados con PCBs. Durante 2022 se han realizado dos actividades de lavado de carcasas y una de declorinación de aceite.

Marcación y muestreo de inventarios

El 21 de diciembre de 2015 se firmó el contrato 5600014180 con la Empresa Colombia Multiservicios S.A. (en adelante CAM) con una duración de 3 años y cuyo objetivo fue realizar la toma, manipulación, análisis y almacenamiento de las muestras y marcación de equipos en general. El 2 de febrero de 2016 se iniciaron las actividades de marcación y muestreo de equipos en media tensión.

A principios del 2016 se realizó la actualización de los baremos reales posterior a la adjudicación de este contrato generando un impacto aproximado de \$4.419.000.

En el 2021, se firmó un nuevo contrato con la empresa CAM para la ejecución de

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

actividades de levantamiento, marcación y muestreo de equipos con contenido de aceite. En julio de 2021 inició labores en terreno y se adelantaron actividades de identificación por \$748.387.

Al 31 de marzo de 2024 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos. El saldo de la provisión a 31 de marzo de 2024 es de \$17.609.245, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 15% 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.

- (8) Corresponde a los valores comprometidos por el Grupo en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con la empresa de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años y el otro sí número cuatro firmado en diciembre de 2022, con una prórroga de 10 años adicionales.
- (9) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre el cual, las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley No 58 de 2011 y modificada por la Ley No 67 de 2016; la variación respecto al 2022 corresponde a la actualización financiera del pasivo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero y el 31 de marzo de 2024 es el siguiente:

	Provisión de reclamaciones legales	Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación	Provisión Incertidumbre Fiscal	Provisiones Ambientales	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)	8.093.545	4.504.690	939.639	-	-	13.537.874
Provisión utilizada	(1.207.366)	(1.028.535)	-	(4.880.048)	-	(7.115.949)
Actualización efecto financiero	390.297	(73.812)	-	(15.537.257)	1.089.984	(14.130.788)
Recuperaciones	(1.009.217)	-	-	-	-	(1.009.217)
Otro decremento	-	39.018	-	-	84.491	123.509
Total movimientos en provisiones	6.267.259	3.441.361	939.639	(20.417.305)	1.174.475	(8.594.571)
Saldo final al 31 de marzo de 2024	\$43.115.640	\$37.967.943	\$27.001.260	\$302.816.703	\$24.901.712	\$435.803.258

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

20. Pasivos por impuestos corrientes

Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 332.701.242	\$ 1.626.641.615
Impuesto por pagar año anterior (2)	204.206.141	-
Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (3)	70.839.565	43.951.758
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(21.318.680)	(82.108.172)
Autorretenciones otros conceptos	(80.440.402)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(97.549.728)	(403.011.750)
Anticipo de renta año anterior	-	(452.711.244)
Total, pasivos por impuestos corrientes	\$ 408.438.138	\$ 410.178.227

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

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 337.399.249	\$ 1.658.990.077
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(4.698.007)	(32.348.462)
Total	\$ 332.701.242	\$ 1.626.641.615

Al 31 de marzo 2024 se presenta un impuesto de renta corriente por \$332.701.242 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2025.

- (2) Corresponde al pasivo que se encuentra pendiente de pago a la DIAN, el cual se realizara en el mes de mayo de 2024.

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

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

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

	<u>Al 31 de marzo de 2024</u>	<u>Al 31 de diciembre de 2023</u>
Total sociedades Panamá	\$ 69.656.571	\$ 40.557.566
Total sociedades Guatemala	949.814	1.658.557
Total sociedades Costa Rica	233.180	1.735.635
Total pasivo por impuesto corriente neto	\$ 70.839.565	\$ 43.951.758

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

Precios de transferencia

- **Colombia**

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 2022 se presentaron a la DIAN y fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2023.

Las transacciones realizadas durante el 2023 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2024 en la documentación comprobatoria e informativa en los términos establecidos por el Gobierno Nacional, de la misma forma las transacciones del primer trimestre del 2024 han sido validadas por los Asesores tributarios y se presentarán en 2025.

- **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos, costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las compañías de Panamá al 31 de diciembre de 2022 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento. El estudio del año 2023 se elaborará 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 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

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 elaborará y estará disponible si lo solicita la administración tributaria.

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

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

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

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionado el 20 de diciembre de 2010:

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

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.

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

21. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No corriente	Corriente	No corriente
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 159.404.712	\$ -	\$ 174.548.027	\$ -
Impuestos distintos a la Renta (2)	121.514.762	-	144.325.684	-
Anticipos de clientes por uso de redes	36.529.618	-	25.478.449	-
Ingresos diferidos (3)	3.821.618	264.158	3.818.047	-
Total	\$ 321.270.710	\$ 264.158	\$ 348.170.207	\$ -

(1) La variación corresponde a la disminución del anticipo de compras de energía por \$15.143.315, principalmente al proveedor Air-e S.A.S. E.S.P.

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre del 2023
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (a)	\$ 66.411.971	\$ 90.077.792
Provisión para pago de impuestos (b)	55.102.791	54.247.892
	\$ 121.514.762	\$ 144.325.684

(b) Al 31 de marzo de 2024 en Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación corresponde a una disminución por \$(24.431.023) de retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponde a retenciones aplicadas a los proveedores por \$765.202.

(c) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación del período corresponde a provisión para pago de impuestos de ICA que generó incremento de \$5.650.159.

En las sociedades Enel X Colombia S.A.S E.S.P y Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P. la variación corresponde a la disminución en pago de impuesto de ICA por \$(1.324.588).

Centroamérica

Costa Rica: La variación corresponde a menor IVA por pagar y retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios por (\$2.152.098).

Guatemala: La variación corresponde menor impuesto por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios por (\$1.270.041).

Panamá: La variación corresponde a menor registro de IVA por pagar a la tarifa de 7% y a retención en la fuente por (\$48.533).

(3) A 31 de marzo de 2024 el saldo no corriente corresponde a intereses cobrados del acuerdo N° 7 de anticipos de regalías para el periodo 2024 - 2026 entre los propietarios de la finca (San Francisco Cotzal y Cafetalera Palo Viejo) y la compañía Renovables de Guatemala S.A. por

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

\$264.158; estos serán descontados mensualmente según la tabla de amortización fijadas en el contrato.

22. Provisiones por beneficios a los empleados

	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No corriente
Prestaciones sociales y aportes de ley (1)	\$ 93.021.303	\$ 9.864.928	\$ 91.153.526	\$ 10.835.485
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2)	26.242.554	457.422.962	33.442.032	496.526.650
Beneficios por planes de retiro	4.956.829	-	5.723.712	-
Otras obligaciones (3)	2.430.966	-	2.046.936	-
	\$ 126.651.652	\$ 467.287.890	\$ 132.366.206	\$ 507.362.135

- (1) Al 31 de marzo de 2024, el saldo corresponde principalmente a bonificaciones \$41.889.946; vacaciones y prima de vacaciones \$16.001.300; así mismo, la compañía 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. Por otra parte, los aportes de seguridad social y parafiscales ascienden a \$8.610.379 y cesantías e interés de cesantías \$23.494.192.

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

Corresponde a la provisión de Cesantías y Giro de seguridad social por \$145.803.

Centroamérica

Panamá: Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar al seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones y bonificaciones, el cual asciende a \$5.484.910 al 31 de marzo 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 \$507.920 al 31 de marzo 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 \$3.237.503 al 31 de marzo 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 \$(41.183.347), costo financiero por \$9.154.615, contribuciones pagadas por \$(15.472.098), adquisiciones por \$986.503 y costo del servicio corriente por \$211.161.

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:

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

Pensiones de jubilación.

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

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

El pasivo reconocido en el Estado de Situación Financiera Intermedio Condensado Consolidado, 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 independientemente de que haya trabajado hasta la edad de retiro. Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el período de empleo usando una metodología semejante a la de los planes de beneficios definidos. Las ganancias y pérdidas actuariales que surgen de los ajustes por la experiencia y de cambios en los supuestos actuariales, se cargan o abonan en otros resultados integrales en el período en el que surgen. Estas obligaciones se valorizan anualmente por actuarios independientes calificados.

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

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.

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 31 de marzo de	Al 31 de diciembre de
	2024	2023
Tasa de descuento	8,09%	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 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 es el siguiente:

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
Saldo inicial al 01 de enero de 2024	\$408.578.881	\$77.966.291	\$14.992.204	\$8.014.679	\$20.416.627	\$529.968.682
Costo del servicio corriente	-	-	121.716	67.550	21.895	211.161
Costo financiero	7.263.934	1.372.128	260.402	129.867	128.284	9.154.615
Contribuciones Pagadas	(4.932.395)	(1.527.340)	(1.039.270)	(540.856)	(7.432.237)	(15.472.098)
Adquisiciones	-	-	-	-	986.503	986.503
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	(39.066.581)	(1.870.047)	(246.719)	-	-	(41.183.347)
Saldo final al 31 de marzo de 2024	\$371.843.839	\$75.941.032	\$14.088.333	\$7.671.240	\$14.121.072	\$483.665.516

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

	Personal jubilado		Personal activo		Otros	Total
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios	Plan de retiro	Plan de beneficios definidos
Saldo inicial al 01 de enero de 2023	\$297.785.281	\$66.476.365	\$10.210.370	\$9.372.106	\$13.911.377	\$397.755.499
Costo del servicio corriente	-	-	348.744	312.305	92.807	753.856
Costo financiero	27.314.785	6.061.540	928.763	781.339	1.099.192	36.185.619
Contribuciones Pagadas	(17.425.459)	(5.396.691)	(3.326.677)	(2.858.522)	(8.182.824)	(37.190.173)
Adquisiciones	-	-	-	-	10.715.470	10.715.470
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras	97.367.495	13.639.528	1.765.259	538.642	657.582	113.968.506
Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones por experiencia	3.536.779	(2.814.451)	5.065.745	(131.191)	2.123.023	7.779.905
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	\$408.578.881	\$77.966.291	\$14.992.204	\$8.014.679	\$20.416.627	\$529.968.682

(3) **Guatemala:** Corresponde a otras obligaciones asociadas principalmente a obligaciones solidarias, en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

Enel X Colombia S.A.S. E.S.P: Corresponde al pasivo estimado por bono de productividad y comisiones por ventas al 31 de marzo de 2024.

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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

- 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 de trabajo

Convención Colectiva de trabajo - ASIEB 2016-2019

El 1 de junio de 2016 se firmó Convención Colectiva de Trabajo con la Organización Sindical ASIEB -EMGESA. Esta Convención Colectiva aplica a todos los ingenieros trabajadores de la antigua Emgesa S.A. E.S.P. afiliados a la Asociación Sindical de Ingenieros al Servicio de las Empresas de Energía – ASIEB que no se beneficien de otro convenio colectivo. La vigencia de la Convención fue establecida del 1 de junio de 2016 hasta el 31 de diciembre de 2019.

Estando dentro del término legal el sindicato presentó la denuncia contra dicha Convención Colectiva y pliego de peticiones el día 30 de diciembre de 2019, razón por la cual se inició la etapa de arreglo directo el 19 de febrero de 2020.

No obstante, una vez adelantadas las reuniones de negociación según el cronograma acordado, el pasado 16 de septiembre de 2020 las partes dieron por finalizada la etapa de arreglo directo sin acuerdo en tanto los intereses y necesidades de cada una son diferentes y como tal sus posiciones se encuentran alejadas, por lo que se solicitó la convocatoria del respectivo Tribunal de Arbitramento ante el Ministerio del Trabajo, órgano que deberá definir el conflicto colectivo con esta organización sindical.

A la fecha ya fue promulgado el Laudo Arbitral por parte del Tribunal de Arbitramento. En contra de este, tanto el Grupo Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato, interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y sobre el mismo la Corte Suprema de Justicia– Sala de Casación Laboral para que sea resuelto en última instancia.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos colombianos)

En lo que respecta a ASIEB-CODENSA, presentado el pliego de petición por parte de ASIEB a Enel Colombia S.A. E.S.P. el día 30 de diciembre de 2019, se dio inicio conforme a los términos ley a la etapa de arreglo directo, etapa que finalizó sin acuerdo alguno entre las partes.

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

Negociación Colectiva - REDES

La organización sindical REDES presentó desde el año 2013 pliego de peticiones ante Codensa S.A. E.S.P. con miras a obtener un acuerdo colectivo que regulara las relaciones con sus afiliados.

En ese momento el proceso no se adelantó con base en conceptos que emitió el Ministerio del Trabajo sobre la unidad de negociación, sin embargo y a pesar de ello, luego de algunas mesas de trabajo se iniciaron las negociaciones, las cuales culminaron sin acuerdo entre las partes.

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual ya profirió laudo arbitral.

Contra el mismo, el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022 devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie, a lo cual el Tribunal de Arbitramento se pronuncia y sobre este la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación, subiéndose posteriormente a la Corte Suprema de Justicia para ser estudiado. Actualmente el recurso de anulación se encuentra en la Corte Suprema de Justicia.

- **Centroamérica (Panamá)**

Se tiene Convención Colectiva de Trabajo vigente suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), con vigencia desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre 2024.

Al 31 de marzo 2024 cubre a 37 (61.6%) de 60 colaboradores en total en esta entidad legal.

A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral.

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

23. Patrimonio

Capital emitido

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de marzo de 2024:

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

Al 31 de marzo 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

Colombia

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 \$1.806.896.427, los cuales se estiman pagar en julio y diciembre de 2024.

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 \$2.848.080.565, pagada en su totalidad durante el año 2023.

Otras Reservas

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Otras Reservas (*)	\$ 1.146.052.277	\$ 1.146.052.277
Reserva Legal	354.065.638	354.065.638
Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1)	282.901.905	351.339.260
Reserva Estatutaria	178.127	178.127
	\$ 1.783.197.947	\$ 1.851.635.302

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

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

- (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 tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2023
Venta de Energía	\$ 3.082.014.027	\$ 2.795.750.909
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	1.860.446.088	1.801.656.579
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	1.182.398.987	958.889.596
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	39.168.952	35.204.734
Transporte de Energía (4)	831.285.430	769.345.015
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	110.869.174	115.812.978
Arrendamientos	45.547.191	73.197.077
Venta de gas	17.223.820	18.550.009
Ventas de certificados	149.761	114.923
Sanciones y reembolsos	109	-
Servicios de muellaje	-	65.211
Venta de agua desmineralizada	-	52
Ingresos de actividades ordinarias	4.087.089.512	3.772.836.174
Otros Ingresos de operación	22.908.389	35.789.775
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 4.109.997.901	\$ 3.808.625.949

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2024, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 2.917 Gwh, mercado no regulado a 1.207 Gwh y bolsa de energía a 703 Gwh. Principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización a clientes del mercado mayorista y el mercado no regulado 31 de marzo de 2024, corresponden a \$458.556.321.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de generación y comercialización en bolsa, al 31 de marzo de 2024, corresponden a \$35.208.727.

En Enel X Colombia S.A.S E.S.P los ingresos por venta de energía a 31 de marzo de 2024 son de \$25.924.739.

Centroamérica

Panamá: Se obtuvo una venta de energía neta por \$226.354.244 principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot.

Guatemala: Se refleja una venta de energía neta por \$76.956.864 principalmente por la compañía Enel Guatemala S.A. correspondiente a contratos y en mercado spot.

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

Costa Rica: Ventas de energía neto por \$11.683.286, de la compañía P.H. Chucás S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y por contrato en PH Don Pedro S.A y PH Río Volcán S.A.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 31 de marzo de 2024, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 2.334 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 1.347 Gwh, clientes comerciales 626 Gwh, clientes industriales 279 Gwh y clientes oficiales 82 Gwh.

Los ingresos correspondientes a energía entregada y no facturada de distribución y comercialización a clientes del mercado regulado al 31 de marzo de 2023 corresponden a \$429.465.803.

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

	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2024	Tarifa Prom Aplicada a diciembre 2023	Variación
Gm	373.15	337,82	10.5%
Tm	53.65	48,90	9.7%
Pr	71.44	66,27	7.8%
D	221.86	217,82	1.9%
Rm	8.86	17,88	-50.5%
Cv	105.37	69,57	51.5%
Cu	834.33	758,26	10.03%

Provisión opción tarifaria

Durante el 2020 Enel Colombia S.A.E.S.P., optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por el Grupo contra la resolución CREG 189 de 2019 en la cual se aprobaron las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización. Dado al ajuste retroactivo de la Resolución CREG036/19 y al ajuste retroactivo asociado a los incentivos de calidad del servicio, se presenta durante los meses siguientes a la aprobación de cargos un incremento en el cargo de distribución. A partir de abril de 2022 el Grupo se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 31 de marzo de 2024 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$288.412.867.

Al 31 de marzo de 2024 se presenta provisión de los ingresos por pérdidas reconocidas, afectados por el factor de ajuste AJ, que hace parte del componente de Generación "G" de la tarifa final de venta de electricidad generando un incremento en precio de bolsa, superando el máximo de referencia que dieron inicio al deber de reconocer dicha provisión en cumplimiento de la resolución CREG 119 de 2007. Al 31 de marzo de 2024 la provisión de AJ es por \$116.644.738.

- (3) Al 31 de marzo de 2024 los clientes de alumbrado público ascienden a 63 Gwh, principalmente por el consumo del Distrito Capital 38 Gwh y otros municipios por 25 Gwh.
- (4) Al 31 de marzo de 2024 corresponde a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica por otros comercializadores de energía, en los sistemas de distribución local por

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

\$825.533.785 y sistemas de transmisión regional por \$5.751.645; la variación es principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC y a un aumento en la demanda.

- (5) Al 31 de marzo de 2024 corresponde a los ingresos de servicios empresariales y de gobierno, por otras prestaciones de servicio por \$59.253.872 y servicios de valor agregado por \$51.615.302; la disminución se presenta principalmente por menores asistencias en la prestación de luz y menor ventas en medidores.

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:

		Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2023
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 3.082.014.027	\$ 2.795.750.909
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	831.285.430	769.345.015
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	110.869.174	115.812.978
Arrendamientos	A lo largo del tiempo	45.547.191	73.197.077
Venta de Gas	A lo largo del tiempo	17.223.820	18.550.009
Venta de certificados	En un punto del tiempo	149.761	114.923
Sanciones y reembolsos	En un punto del tiempo	109	-
Servicios de muellaje	A lo largo del tiempo	-	65.211
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	52
Total ingresos de actividades ordinarias		\$ 4.087.089.512	\$ 3.772.836.174
Otros Ingresos de operación		22.908.389	35.789.775
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación		\$ 4.109.997.901	\$ 3.808.625.949

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:

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Cientes Mayorista	\$ 130.296.391	\$ 152.694.436
Cientes No Regulado	29.108.321	13.549.768
Transporte de energía	18.031.781	1.202.114
	\$ 177.436.493	\$ 167.446.318

Satisfacción de las obligaciones de desempeño

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

Venta de gas

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

Servicios empresariales y de gobierno

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

Otros ingresos

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

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

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

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que el Grupo tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; el Grupo no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

25. Aprovevisionamientos y servicios

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2023
Compras de energía (1)	\$ 1.465.568.588	\$ 1.182.032.749
Costos de transporte de energía (2)	388.315.087	365.427.704
Otros aprovisionamientos variables y servicios	85.823.164	89.238.714
Impuestos asociados al negocio	76.751.555	83.228.979
Consumo de combustible	66.894.687	28.148.472
Compra y consumo de gas	13.218.845	18.995.235
	\$ 2.096.571.926	\$ 1.767.071.853

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 31 de marzo de 2024 las compras de energía ascienden a 4.027 Gwh; con destino al mercado regulado a través de contratos ascienden a 2.603 Gwh y compras en bolsa por 1.424 Gwh; adicionalmente, 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 \$171,23/Kwh, tarifa promedio marzo 2024 de \$587,78 y tarifa promedio marzo 2023 de \$416,55.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2024 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$64.109.912. En Guatemala corresponde a 26.4 Gwh, principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Renovables de Guatemala S.A., y en Panamá las compras fueron realizadas principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Enel Renovable S.R.L.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el saldo al 31 de marzo de 2024 Al 31 de marzo de 2024 está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional por \$216.282.522 y transmisión regional por \$132.257.998; se presenta un incremento por precios de los contratos y mayor IPP e IPC.

En Enel X Colombia S.A.S. corresponde a transmisión regional por \$9.470.406.

Centroamérica

Se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de

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

transmisión por \$21.963.737, principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Enel Fortuna S.A. En Costa Rica corresponde principalmente a la penalidad en Don Pedro y Rio Volcán por incumplimiento en la entrega de energía según contratos.

26. Gastos financieros

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2023
Obligaciones financieras (1)	\$ 292.847.600	\$ 217.533.649
Otros costos financieros (2)	26.314.702	43.726.564
Gravamen a los movimientos financieros (3)	18.240.977	16.887.158
Obligación por beneficios post empleo (4)	9.178.291	9.525.625
Gastos financieros leasing (5)	7.862.479	8.545.215
Gastos por valoración y liquidación de derivados (6)	272.875	4.420.314
Intereses de mora impuestos	1.103.327	623.867
Gastos financieros	355.820.251	301.262.392
Gasto financiero capitalizado	(26.856.429)	(2.982.926)
Gastos financieros, netos	\$ 328.963.822	\$ 298.279.466

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P, al 31 de marzo de 2024 la variación corresponde principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Davivienda S.A., y Bancolombia S.A., así como al vencimiento del bono B15-09 en febrero 2024.

Centroamérica

Al 31 de marzo de 2024 para Guatemala y Panamá corresponden a gastos financieros por depósito a plazo fijo.

El saldo neto para Costa Rica es de \$4.855.018 al 31 de marzo de 2024, y corresponde principalmente a intereses de préstamos con Enel Finance Internacional (EFI).

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de marzo 2024 y 2023:

Operación	2024	2023
Créditos nacionales y del exterior	\$ 235.849.733	\$ 117.251.067
Bonos emitidos (Colombia)	56.997.867	100.282.582
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 292.847.600	\$ 217.533.649

- (2) La variación corresponde a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, rio Bogotá, Santa Catalina, Jawalain, San Martin, La Loma, Fundación y El paso) por \$(1.415.051), comisiones e intereses por la constitución de garantías bancarias para la ejecución de proyectos renovables por \$(152.204), financiación por compra de energía a XM S.A. E.S.P., de acuerdo con la resolución de la CREG 101 029 de 2022_SIC-STN por \$(1.685.873), intereses contribución (SSPD) por \$3.736.274, provisión intereses sanción CAM por \$434.069, actualización financiera de las provisiones PCB'S+ TF, y VPN procesos jurídicos por \$657.423, costos de transacción de deuda por \$347.749, VPN convenios de energía por \$1.252.472, entre otros por \$131.742.

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

Centroamérica

Panamá: Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, por \$4.943.914, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA.

Costa Rica: A 31 de marzo el saldo es de \$7.319.171, que 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).

Guatemala: Corresponde principalmente a garantías por \$45.573.

- (3) La variación corresponde principalmente al incremento en la amortización de la deuda financiera y el aumento en los pagos a proveedores.
- (4) Corresponde principalmente a la disminución de la TES tasa fija en UVR que a 31 de marzo de 2024 y 2023 correspondía a 8.09% y 8,37%, respectivamente, para el cálculo generando una variación del costo financiero de pensiones y cesantías por \$2.718.793, costo financiero de beneficios por \$(556.782) y actualización financiera de los pasivos pensionales por \$(2.509.345).
- (5) La variación del gasto financiero por intereses de leasing corresponde principalmente a los intereses de los contratos de renovables por \$463.440 y Terrapuerto S.A. por \$207.202.

Centroamérica

A 31 de marzo de 2024 el gasto por intereses de leasing en las compañías de Centroamérica es de \$925.932, que corresponde a arrendamientos de terrenos, edificios y vehículos.

- (6) La variación corresponde a Enel Colombia S.A. E.S.P. por las pérdidas generadas en 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 31 de marzo 2024, la cual cerró en \$3.8420,30 versus marzo 2023 que cerró en \$4.627,27.

27. Resultado en venta y disposición de activos, neto

	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2024	Período de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo 2023
Resultado en Venta de Activos	\$(1.330.100)	\$(874.506)

Al 31 de marzo de 2024 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por \$(1.330.100), correspondientes a:

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

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

(1) Bajas con efecto en pérdida por \$(1.538.470) distribuidas así:

- Transformadores de Distribución por \$(928.043).
- Siniestros de enero a marzo \$(563.093).
- Plantas Generación \$(47.334).

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$208.370 las cuales obedecen a:

- Venta Predio Subestación Eléctrica (SE) Local \$208.370.

Las sociedades de Centroamérica no presentaron efecto en venta y disposición de activos.

28. 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 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 31 de marzo de 2024 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución acumulada del contrato de apropiación de estudios, diseños y construcción y puesta en marcha de 85 % del total del contrato:

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

- Terminación de la ingeniería de detalle de las diferentes especialidades (geotecnia, estructural, hidráulica, eléctrica, mecánica y control) con un avance del 100%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 89%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 100 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 90%.
- Construcción del pozo de cribado con avance del 97 % y suministro y montaje de equipo electromecánico 64 %.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 86%.
- Continúa el montaje parcial de equipos electromecánicos en el pozo de bombeo y de los equipos en edificio de control y subestación eléctrica.
- Ya se cuenta con la firma del contrato de conexión entre el Grupo y la EAAB para la operación de la Subestación Rio 115 kV que alimenta la Estación Elevadora Canoas.
- 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 en noviembre de 2024.
 - ✓ Comisionamiento con energía del 5 de noviembre de 2024 al 30 de mayo de 2025.
 - ✓ Operación asistida del 30 de mayo de 2025 al 30 de noviembre de 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 31 de marzo de 2024 calificados como eventuales son:

• **Colombia.**

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

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

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 6 de mayo de 2015 se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere al Grupo para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión; así mismo, el Grupo descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para el Grupo.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por el Grupo. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días; sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicitó la suspensión de ese término, para que se tuviera en cuenta un recurso que la parte demandante presentó de forma extemporánea, razón por la cual el Grupo presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor del Grupo las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por el Grupo, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022, la parte demandante y el Grupo, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

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

Al 31 de marzo de 2024, el Grupo 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: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en reconvencción, los cuales son la totalidad de copropietarios de los inmuebles que conforman la copropiedad.

Los envíos se empezaron a realizar desde el viernes 29 de marzo de 2019, a través de envíos sucesivos hasta completar los casi 800 envíos que se deben realizar. No obstante, el 22 de abril de 2019 el Juez resuelve decretar el desistimiento tácito de la demanda de pertenencia (en reconvencción) que había interpuesto el Grupo. Lo anterior, en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión el Grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuó respecto a la demanda reivindicatoria.

Se radicó acción de tutela el 11 de diciembre 2021 al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa del Grupo, tutela que igualmente fue desfavorable para la misma.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, el Grupo puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil de circuito, a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento del Grupo por la no vinculación oportuna de los 1.700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna, por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continuó su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN.

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

El demandante presentó un recurso frente a una orden de vinculación procesal que profirió el Juez, donde ordenó que se vinculara a los copropietarios de la Propiedad Horizontal para que se integrara la litis.

El 18 de julio de 2023 el Juzgado resolvió el recurso que había interpuesto el demandante, contra la decisión que había ordenado la vinculación de la totalidad de la copropiedad dentro de la litis y en dicho Auto se confirmó la decisión que previamente había sido adoptada por el despacho. Frente a lo anterior, el 25 de julio de 2023 el apoderado demandante interpuso un nuevo recurso de reposición y en subsidio queja, a fin de que el Tribunal establezca si la decisión es susceptible de apelación.

Al 31 de marzo 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: \$113.082.000.

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual el Grupo presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georreferenciado cuyo resultado se compara con el censo existente, para que, en el evento que existieran diferencias, se reliquidarán los costos y la remuneración respecto de los períodos a que hubiere lugar. El inventario georreferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que el Grupo le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

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

Como consecuencia de una acción popular que cursó en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración al Grupo, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y el Grupo suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde el Grupo asumía el 50% equivalente a \$14.432.754, además el Grupo, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior el Grupo presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, el Grupo fue notificado de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por el Grupo, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió al Grupo, frente a esta situación, el Grupo ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336, suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inició cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra del Grupo por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra el Grupo al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones del Grupo, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo

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

de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 el Grupo procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, el Grupo pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 por considerarlo extemporáneo.

El Grupo presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a el Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, el Grupo considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, en el marco del proceso de cobro coactivo se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra el Grupo.

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra 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 31 de marzo 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)

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó 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: El 13 de febrero de 2015 se notificó al Grupo la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 el Grupo fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó al Grupo, de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

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.

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

5. Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, el Grupo continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por el Grupo y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de marzo de 2024, el Grupo se encuentra a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

e. Acción de grupo José Rodrigo Álvarez Alonso y otros.

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Se ha interpuesto una acción de grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. El Grupo rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria.

Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para que aclaren y complementen su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud del Grupo, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el 19 de septiembre de 2022 fue presentado el dictamen.

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

Los peritos aportaron la complementación del dictamen el 2 de marzo de 2023, estábamos a la espera que se corriera traslado de dicho trabajo para pronunciarnos e insistir en la objeción que ya se había presentado inicialmente.

El 7 de junio de 2023, el Juzgado corrió traslado de la complementación del dictamen pericial y dentro del término de ejecutoria se solicitó que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes.

Al 31 de marzo de 2024, el proceso se encuentra al despacho pendiente de que el Juzgado ordene la aclaración antes mencionada.

f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de tasa de aprovechamiento forestal liquidada por la CAM en 2014.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2024, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2019.

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$34.838.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2019 de nuevo la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial (“aprovechable”).

El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal

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

esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por Ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo 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: \$18.011.579 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR) pretende cobrar la tasa por el uso del agua sobre la concesión total y no por el volumen efectivamente usado, en la Pequeña Central Hidroeléctrica de Rionegro en 2016, 2017 y 2018. La CAR aduce supuestas fallas en la medición del caudal. La defensa del Grupo se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (iii) sí se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles 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.

Al 31 de marzo de 2024, no hay sentencia de primera instancia en ninguno de los litigios.

i. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.559.842 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio: la DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad

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

de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 el Grupo fue notificado de auto que decretó la acumulación del proceso del sexto bimestre dentro del proceso por los bimestres primero a quinto, por lo que el abogado externo se hará cargo del proceso acumulado, por cuanto únicamente llevaba el proceso del sexto bimestre y radicamos los poderes correspondientes.

En febrero de 2024 fue radicado el memorial solicitando la sucesión procesal del Grupo.

Al 31 de marzo 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 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 nuestra solicitud y fija fecha para audiencia para el 30 y 31 de mayo de 2024, sin embargo, la contraparte interpuso recurso.

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

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

posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central Alicachin, no tienen la posibilidad de haber generado estas inundaciones, ya que la descarga en caso tal que se hubiera presentado no alcanza los barrios de Bosa y Kennedy. Adicionalmente el problema de la inundación fue el deficiente estado del acueducto y alcantarillado de la Ciudad.

Estado actual y situación procesal: Este litigio se encuentra en fase probatoria.

El 18 de enero de 2022, se decreta el auto de pruebas, luego de la acumulación de procesos con la misma causa que ordenó el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

El 03 de septiembre de 2023 se corre traslado a la parte accionante y a la Sociedad Norco, para que en 3 días aporten los cuestionarios que deben responder los peritos. Así mismo, se les indica a los peritos que deberán aportar los dictámenes periciales en un término no superior a 3 meses.

El 23 de octubre de 2023 el Grupo presentó solicitud para que fueran declarados como extemporáneos los cuestionarios presentados por la parte accionante para los peritos, pero dicha solicitud fue rechazada por el Despacho el 24 de octubre de 2023.

Al 31 de marzo de 2024 no hay movimientos adicionales.

I. Jesús Maria Fernandez y Olga Patricia Pérez Barrera (Predio La Mina)

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$24.673.189.

Objeto del juicio: Los demandantes solicitan la indemnización de perjuicios en la modalidad de lucro cesante por la ocupación permanente de hecho que realizó el Grupo, en el área del Contrato de Concesión Minera del Predio la Mina de la cual era titular del demandante, originada por la construcción de la Represa El Quimbo.

Estado actual y situación procesal: Una vez surtidas las pruebas, el 1 de diciembre de 2023, el proceso entra al Despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de marzo de 2024 no hay movimientos adicionales.

m. Consalt Internacional.

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: \$14.234.784.

Objeto del juicio: Tribunal de Arbitramento originado en incumplimientos contractuales atribuidos recíprocamente, que motivaron el ejercicio de la resolución del contrato primero por el contratista Consalt 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

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

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 reconvencción alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios al Grupo.

Estado actual y situación procesal: Se encuentra en fase inicial.

Una vez contestada la demanda principal y la de reconvencción, posteriormente se tuvo la audiencia de fijación de honorarios de los árbitros el 18 de enero de 2024, la cual no se realizó, por cuanto Consalt International ha presentado reforma a su demanda, y por ello se surtirá nuevamente traslados para que el Grupo pueda contestar.

La demanda fue respondida el 19 de marzo de 2024 y se fijó fecha para fijación de honorarios el 10 de abril de 2024, por \$696.036, actualmente gestiona los trámites correspondientes para el pago.

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, y atendiendo que de las pruebas decretadas no se han podido practicar en su totalidad, se suspendió la audiencia.

La audiencia de pruebas fue dada el 17 de enero de 2024, no obstante, no se alcanzó a agotar el objeto de la audiencia.

Al 31 de marzo de 2024, se fijó audiencia de pruebas para el 6 de junio de 2024.

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)

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.

Al 31 de marzo de 2024 se tiene prevista audiencia de pruebas para el 12, 13 y 14 de agosto de 2024.

p. Acción de reparación promovida por Tito Toledo y otros 111.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$33.716.614.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de minería artesanal se han visto afectada sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la fase probatoria, el 13 de junio de 2022 se presentaron alegatos e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 26 de junio de 2022.

Al 31 de marzo de 2024 no hay movimientos adicionales.

q. Acción de reparación directa promovida por Yina Paola Amaya y otros 132.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de Jornaleros en cultivos de tabaco y cultivos de ciclo corto en predios ubicados en el Área de Influencia Directa (AID) del PHEQ se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: En primera instancia / al despacho para fallo.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 30 de octubre de 2023 se presentaron alegatos finales e ingresa al despacho para fallo de primera instancia el 15 de noviembre de 2023.

Al 31 de marzo de 2024 no hay movimientos adicionales.

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

r. Acción de reparación directa promovida por Rosa Helena Trujillo, Otoniel Adames Trujillo y otros 43.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$25.036.414.

Objeto del juicio: Reclaman los demandantes que como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades de alimentadores de trabajadores, recolección de cacao, agricultores, jornaleros en cultivos de tabaco y oficios varios, arrendatarios, contratistas, propietarios de vehículo, lavadores de pescado, tractoristas, comerciantes, paleros en extracción de material de playa, transportadores de insumos, electricistas, empleadas domésticas, pescadores artesanales, empleados, se han visto afectados sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta.

Estado actual y situación procesal: Fallo de primera instancia favorable para el Grupo, corriendo término para apelar por parte de los demandantes.

El 10 de julio de 2023 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia el 19 de julio de 2023.

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. La contraparte apeló y se concedió apelación.

Al 31 de marzo 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: En Segunda instancia / al despacho para fallo de segunda instancia.

Una vez surtidas las pruebas, el 11 de noviembre de 2021 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia.

El 29 de abril de 2022 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 3 de mayo de 2022.

El 13 de junio de 2022 se concede el recurso de apelación, el 12 de septiembre de 2022 se admite recurso de apelación.

Al 31 de marzo 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)

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 31 de marzo de 2024 continua en etapa probatoria.

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 17.01.2020 fuimos notificados 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 y se encuentra en despacho para fallo de segunda instancia desde el 25 de enero 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)

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 Inicial.

El día 13 de diciembre de 2023 se fija audiencia inicial para el día 23 de mayo de 2024 a las 8 am.

w. Acción de nulidad y restablecimiento del derecho de Lorena Amaya Betancorth y otros.

Fecha de inicio: 2021.

Pretensión: \$20.706.897.

Objeto del juicio: Solicitan los demandantes el reconocimiento y pago por los perjuicios materiales y morales ocasionados con la construcción del proyecto hidroeléctrico el quimbo y/o la compensación por la pérdida de la actividad productiva, pertenecientes al grupo poblacional de jornaleros que ejercían la actividad antes de la ejecución del Proyecto el Quimbo.

Estado actual y situación procesal: El proceso se encuentra al despacho para sentencia de 1 Instancia desde el día 1 de enero del año 2022.

Una vez surtida la etapa probatoria, el 16 de agosto de 2002 se presentaron los alegatos finales y el 1 de septiembre de 2022 ingreso al despacho para sentencia de primera instancia. A 31 de marzo de 2024 el proceso continúa en despacho.

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.

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

Estado actual y situación procesal: En fase inicial. El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

Al 31 de marzo de 2024 se está a la espera de 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 río Upía, producidos por inundaciones durante los dos (2) últimos años y en especial a partir de los días 13,14 y 15 de mayo de 2002, como consecuencia del desembalse irregular y no planificado de las represas de Chivor y Guavio propiedad de las empresas demandadas.

Estado actual y situación procesal: El Juzgado Décimo (10) administrativo de Bogotá, el 4 de octubre de 2023 profirió sentencia de primera instancia siendo favorable para el Grupo, determinando que la prueba allegada y practicada en el proceso no demuestra la existencia de un nexo de causalidad entre la inundación sufrida por los demandantes con el funcionamiento de las hidroeléctricas de Chivor y El Guavio; concretamente, no solo se demostró que no hubo aperturas de las compuertas en las fechas señaladas sino también que existieron causas extrañas que fueron las que, en últimas, generaron las inundaciones aguas abajo en las riberas del Río Upía.

Al 31 de marzo de 2024, el proceso se encuentra pendiente del fallo de segunda instancia desde el 18 de diciembre de 2023.

z. Demanda de Reconvención dentro del Tribunal de Arbitramento Enel Colombia contra Mapfre Seguros Generales de Colombia S.A., Mapfre Colombia Vida Seguros S.A. y Mapfre Servicios Exequiales S.A.S.

Fecha de inicio: 2023.

Pretensión: \$24.547.162.

Objeto del juicio: Enel inicia tribunal de Arbitramento contra Mapfre por haber incumplido la oferta mercantil existente para el recaudo, promoción y facturación de seguros, en específico por contactar a los clientes sin que pasaran dos años de terminada, lo cual generó perjuicios para el Grupo. Por su parte, Mapfre demanda en reconvención y solicita que se declare contractualmente responsable al Grupo por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento otras dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá,

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

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.

Al 31 de marzo de 2024, el proceso se encuentra aún en etapa probatoria.

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: 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 se presentó el escrito de contestación el 6 de diciembre de 2022.

Se deben notificar a todas las partes correctamente antes de avanzar a la siguiente etapa procesal. Existen amplias posibilidades de obtener un resultado favorable para P.H. Don Pedro S.A. en cumplimiento de la normativa aplicable y actuación de la administración en el proceso administrativo previo.

Al 31 de marzo 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.

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

Por medio de la resolución de las 10:15 horas del 5 de abril de 2018, el Juzgado Agrario de Alajuela previno al señor Jafet Rojas Picado corregir la demanda, en cuanto a las pretensiones, y aportar toda aquella prueba que fue ofrecida pero no aportada. Así mismo, en dicha resolución se ordenó al actor integrar la litis consorcio pasiva necesaria en relación con Chucás, es decir, el Juzgado de oficio ordenó al actor ampliar su demanda en contra de Chucás e incluir a esta como parte demandada del proceso.

Estado actual y situación procesal: Se convocó a la audiencia de recepción de pruebas para el 8 de marzo de 2023. La representación de Chucás tenía una audiencia programada para el mismo día, por lo que solicitó un escrito solicitando la reprogramación. Por motivo se reprogramó la audiencia para el día 15 de marzo de 2023. El actor solicitó la suspensión de la audiencia por motivos de salud.

Se considera que el proceso interpuesto por el señor Jafet Rojas posee graves defectos formales y el sustento jurídico en el que se ampara es débil. La jurisdicción agraria se caracteriza por ser proteccionista y ampararse en principios como la equidad y el trato justo, lo cual es un aspecto por tomar en cuenta, por cuanto ello podría incidir en el resultado del proceso. Los riesgos económicos que enfrenta Chucás por ser parte procesal en el proceso ordinario agrario son limitados, por cuanto independientemente del resultado del proceso, ya ha quedado consignado por parte del demandante que Chucás ha actuado conforme a la buena fe, con base en un acuerdo extrajudicial homologado por un Juez y bajo un proceso que cuenta ya con sentencia firme, y que no posee ningún tipo de responsabilidad en relación con los hechos que acontecieron y de los cuales nunca formó parte o fue legalmente notificada. Es decir, consideramos factible un resultado favorable para Chucás con una probabilidad de 95%. Tampoco existe riesgo alguno en cuanto a Mario González, dado que ya Chucás dio cumplimiento al acuerdo extrajudicial al que habían llegado, procediendo con el depósito del segundo tracto de la suma total. Un resultado adverso a los intereses de Chucás generaría el derecho de Chucás de recuperar cualquier suma de dinero contra Mario González.

La audiencia programada para el 15 de marzo de 2023 fue suspendida, y se resolvió fijar la nueva fecha de la audiencia para el 07 de julio de 2023, la cual también fue suspendida. La nueva citación se realizó el 01 de agosto de 2023, en esta audiencia se recibieron las declaraciones de las partes y testigos, y se presentó el perito contable para que las partes pudieran hacer preguntas con relación al informe contable rendido en el proceso. El 24 de agosto de 2023 se presentó por parte de Chucás el escrito de conclusiones.

Al 31 de marzo de 2024, no existen resoluciones ni actuaciones adicionales dentro del expediente para comunicar.

ac. 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 se basa en que fue un

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

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 (2ª instancia) el 27 de octubre de 2022 declaró parcialmente a favor del demandante el recurso de apelación y condenó a Enel Guatemala al pago de indemnización, daños y perjuicios y costas judiciales.

Con fecha 15 de noviembre de 2022 el Grupo presentó acción de amparo (garantía constitucional) en contra de la sentencia de la Sala de Apelaciones. Se estima en un 50% las probabilidades de éxito para Enel, ya que se espera que el tribunal constitucional otorgue el amparo y confirme la sentencia de primera instancia la cual declaraba sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez.

Al 31 de marzo de 2024, el proceso continúa al despacho para fallo.

29. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2023 al 31 de marzo 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, la demanda ya fue admitida.

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, se presentó recurso contra la sentencia y actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación.

El litigio con el cual se busca la nulidad de la sanción se califica como remoto 10%. Se resalta que la sanción ya fue pagada el 16 de junio de 2023.

- b) La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena (CAM) se pronunció al recurso interpuesto contra la Resolución No. 2239 del 29 de julio de 2016, en la cual se sancionó a el Grupo por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), 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

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

de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por el Grupo.

El pasado 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022. El proceso se encuentra 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 actualmente se encuentra en trámite de pago.

- c) El 12 de enero de 2018 el Grupo fue notificada sobre las resoluciones No. 3567, 3568 y 3569 del 4 de diciembre, en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016, derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso 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, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable para el Grupo; actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

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 reclasifica este litigio a remota 10%. La sanción no ha sido pagada.

- d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena, declaró responsable 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

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

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 – CAM, ante los Juzgados Administrativos de Neiva – Huila; la demanda fue admitida y contestada por la CAM el 28 de septiembre de 2023.

El 21 de noviembre se llevó a cabo la audiencia inicial 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.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%. Se resalta que el pago de la sanción se realizó el 26 de septiembre de 2023.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2022, notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable al Grupo, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. La sanción impuesta al Grupo es de \$363.262.

Se surtió el trámite de conciliación sin acuerdo entre las partes y la demanda fue presentada el 13 de julio de 2023.

Actualmente se encuentra pendiente de admisión por parte del juzgado cuarto administrativo de Neiva.

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 ENEL COLOMBIA S.A. E.S.P., por la supuesta infracción ambiental de no actualizar el plan de contingencia, obligación establecida en la licencia ambiental, la sanción es por un valor de COP \$141.052.735.

El 10 de abril de 2024 se radicó ante la Procuraduría General la solicitud de conciliación extrajudicial, para agotar el requisito de procedibilidad, para posteriormente presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho ante la autoridad ambiental ANLA.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

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

- 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 – ANLA, inició un proceso sancionatorio contra el Grupo, por una supuesta infracción ambiental por supuesta infracción ambiental. Dicha entidad considera que el Grupo no planeó junto con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM –, los frentes de aprovechamiento forestal que se hacían parte de los “Tramos I, II, y III” de las vías sustitutivas del Proyecto Hidroeléctrico El Quimbo - PHEQ, ubicadas en jurisdicción de los municipios de Gigante, Garzón y El Agrado, departamento del Huila. Lo anterior, configura presunta infracción a lo dispuesto en el subnumeral 3.2. del numeral 3 “Aprovechamiento Forestal” del artículo quinto de la Resolución No. 0899 de 15 de mayo de 2009, la sanción es por valor de COP \$47.333.801.

Actualmente, está pendiente de radicar la solicitud de conciliación ante la Procuraduría General, para agotar el requisito de procedibilidad la cual vence en el mes de mayo de 2024, posteriormente, se presentará la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho ante la autoridad ambiental – ANLA.

Este litigio busca la nulidad de la sanción y se califica como remoto 10%.

Sanciones por incumplimientos regulatorios:

- a) El 11 de julio de 2022, mediante la Resolución No. SSPD 20222400660655 la Superintendencia de Servicios Públicos resolvió sancionar con una multa por valor de COP \$700.000.000 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 la fecha no hay más movimientos.

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

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

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%.

30. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social del Grupo, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de marzo de 2024, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 52,2 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación.

A su vez, al 31 de marzo de 2024 se liquidaron 2.88 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales al 31 de marzo de 2024 ascienden en efectivo a \$2.846.322 y en TES a \$1.069.781; 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 19 de octubre de 2022 con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzó un precio de referencia que le permitió a Enel Colombia S.A. E.S.P., cerrar una operación en el mes de diciembre de 2022 de 4 contratos para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023. Al 31 de marzo 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

Al 31 de marzo de 2024 la valoración de Trading para el Grupo cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	188.806	33
Total		\$188.806	33

31. 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.

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

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

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.643.267.808	\$ 2.647.687.455
Total de activos financieros	\$ 2.643.267.808	\$ 2.647.687.455
Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos emitidos	\$ 2.389.480.592	\$ 2.428.362.149
Préstamos bancarios	6.519.473.583	7.453.773.329
Obligaciones por leasing	275.254.248	230.806.468
Total de pasivos	\$ 9.184.208.423	\$ 10.112.941.946
Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de marzo 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía, dado que, se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero cupones de acuerdo con los vencimientos de cada emisión.

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

Al 31 de marzo 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) Para Enel Colombia S.A. E.S.P, Al 31 de marzo de 2024, se tienen reconocidos bonos de carbono CO₂, cuyo valor razonable es de \$78.330.801 corresponden a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO₂ de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO₂ por \$16.485.062 y 1.133.764, certificados emitidos a septiembre de 2023 por reducción de emisiones CO₂ por \$23.674.181 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO₂ con impacto en el inventario por \$(54.823.674). (ver Nota 9).

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

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2023:

Activos financieros (1)	Valor en libros	Valor razonable
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214
Total de activos financieros	\$ 2.667.513.875	\$ 2.670.671.214

Pasivos financieros (2)	Valor en libros	Valor razonable
Préstamos bancarios	\$ 6.635.299.682	\$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	270.376.030	263.618.641
Total de pasivos	\$ 9.356.147.051	\$ 10.251.377.329

Activos no financieros (3)	Valor en libros	Valor razonable
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801

32. Categorías de activos y pasivos financieros

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

Activos Financieros	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 1.276.575.643	\$ -	\$ 1.629.477.082	\$ -
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto	2.593.561.289	49.706.519	2.610.259.197	57.254.678
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	18.214.091	-	15.835.483	-
Otros activos financieros	8.316.209	361.501.473	8.445.751	365.208.600
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.896.667.232	\$ 411.207.992	\$ 4.264.017.513	\$ 422.463.278
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	1.788.348	-	3.713.944	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 1.788.348	\$ -	\$ 3.713.944	\$ -
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	8.097.363	-	7.527.351	-
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 8.097.363	\$ -	\$ 7.527.351	\$ -

Pasivos Financieros	Al 31 de marzo de 2024		Al 31 de diciembre de 2023	
	Corriente	No Corriente	Corriente	No Corriente
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.406.359.716	\$ 7.777.848.707	\$ 2.103.764.515	\$ 7.253.638.572
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.330.781.953	217.101.939	3.070.227.174	241.059.978
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	2.043.875.326	251.307.438	266.929.547	246.389.316
Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 5.781.016.995	\$ 8.246.258.084	\$ 5.440.921.236	\$ 7.741.087.866
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	87.301.037	-	76.927.698	-
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 87.301.037	\$ -	\$ 76.927.698	\$ -

33. 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

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

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

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de marzo de 2024.

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el período enero - marzo de 2024	Segmentos al 31 de marzo de 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 1.909.101.225	\$ 2.238.905.178	\$ (60.916.891)	\$ 4.087.089.512
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	157.843.860	60.573.346	(218.417.206)	-
Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 2.066.945.085	\$ 2.299.478.524	\$ (279.334.097)	\$ 4.087.089.512
Aprovisionamientos y servicios	(874.800.155)	(1.269.560.515)	47.788.744	(2.096.571.926)
Depreciación y amortización	(122.753.411)	(147.222.515)	-	(269.975.926)
Gastos de Personal	(61.919.234)	(79.010.195)	-	(140.929.429)
Otros ingresos (costos)	(67.604.516)	(60.532.636)	13.128.147	(115.009.005)
Ingresos financieros	22.042.949	45.153.246	(9.329.463)	57.866.732
Gastos financieros	(164.740.248)	(173.553.037)	9.329.463	(328.963.822)
Diferencias en Cambio	(2.943.177)	(134.348)	-	(3.077.525)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	54.020.416	(3.548.727)	(54.476.104)	(4.004.415)
Resultados en venta y disposición de activos	(47.344)	(1.282.756)	-	(1.330.100)
Otros rubros no monetarios:	\$ 1.191.103	\$ (17.549.449)	\$ -	\$ (16.358.346)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	1.191.103	(17.549.449)	-	(16.358.346)
Utilidad antes de impuestos	\$ 849.391.468	\$ 592.237.592	(272.893.310)	\$ 1.168.735.750
Gasto por impuesto de renta	(184.470.129)	(192.561.507)	-	(377.031.636)
Utilidad neta	\$ 664.921.339	\$ 399.676.085	\$ (272.893.310)	\$ 791.704.114

Resultados por segmentos para el período enero - marzo de 2023	Segmentos al 31 de marzo 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 1.877.775.515	\$ 1.971.495.134	\$ (76.434.475)	\$ 3.772.836.174
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter segmentos	157.586.895	55.390.260	(212.977.155)	-

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

Resultados por segmentos para el periodo
enero - marzo de 2023

	Segmentos al 31 de marzo 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 2.035.362.410	\$ 2.026.885.394	\$ (289.411.630)	\$ 3.772.836.174
Aprovisionamientos y servicios	(651.069.641)	(1.160.153.492)	44.151.280	(1.767.071.853)
Depreciación y amortización	(124.826.980)	(130.221.950)	-	(255.048.930)
Gastos de Personal	(67.804.923)	(74.097.761)	-	(141.902.684)
Otros ingresos (costos)	(59.760.005)	(92.981.252)	32.283.195	(120.458.062)
Ingresos financieros	20.911.860	84.068.350	(18.450.686)	86.529.524
Gastos financieros	(149.198.051)	(167.532.101)	18.450.686	(298.279.466)
Diferencias en Cambio	15.883.842	(5.322.829)	-	10.561.013
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	165.421.001	(77.837.998)	(87.279.623)	303.380
Resultados en venta y disposición de activos	(75.547)	(798.959)	-	(874.506)
Otros rubros no monetarios:	\$ (1.672.732)	\$ (16.400.576)	-	\$ (18.073.308)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(1.672.732)	(16.400.576)	-	(18.073.308)
Utilidad antes de impuestos	\$ 1.183.171.234	\$ 385.606.826	\$ (300.256.778)	\$ 1.268.521.282
Gasto por impuesto de renta	(314.521.804)	(149.486.151)	-	(464.007.955)
Utilidad neta	\$ 868.649.430	\$ 236.120.675	\$ (300.256.778)	\$ 804.513.327

Posición Financiera por segmentos al 31 de marzo de 2024

	Segmentos al 31 de marzo 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 14.217.449.052	\$ 7.722.875.602	-	\$21.940.324.654
Activos Intangibles	1.023.767.536	414.950.967	-	1.438.718.503
Cuentas por cobrar	1.910.371.745	1.867.329.983	(1.116.219.829)	2.661.481.899
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.302.838.337	62.044.581	(4.314.547.729)	50.335.189
Otros Activos	2.350.871.892	950.783.275	-	3.301.655.167
Total Activos Operativos	\$23.805.298.562	\$ 11.017.984.408	\$ (5.430.767.558)	\$29.392.515.412
Pasivos financieros	3.875.742.642	5.395.766.818	-	9.271.509.460
Cuentas por pagar	3.505.994.915	2.453.291.570	(1.116.219.829)	4.843.066.656
Provisiones	380.446.032	55.357.226	-	435.803.258
Otros Pasivos	1.066.849.360	785.082.925	-	1.851.932.285
Total Pasivos Operativos	\$ 8.829.032.949	\$ 6.689.498.539	\$ (1.116.219.829)	\$ 16.402.311.659

Posición Financiera por segmentos al 31 de diciembre de 2023

	Segmentos al 31 de diciembre 2023			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 14.224.892.685	\$ 7.532.114.675	\$ 1.772.454	\$21.758.779.814
Activos Intangibles	1.051.133.519	448.117.158	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	1.849.801.084	1.911.351.915	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	4.227.434.815	65.994.422	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.426.110.830	1.173.642.199	-	3.599.753.029
Total Activos Operativos	\$23.779.372.933	\$ 11.131.220.369	\$ (5.314.708.808)	\$29.595.884.494
Pasivos financieros	4.027.715.292	5.406.615.493	-	9.434.330.785
Cuentas por pagar	3.069.055.658	1.833.353.999	(1.077.803.642)	3.824.606.015
Provisiones	395.076.794	49.321.035	-	444.397.829
Otros Pasivos	1.176.725.355	749.486.515	-	1.926.211.867
Total Pasivos Operativos	\$ 8.668.573.099	\$ 8.038.777.042	\$ (1.077.803.642)	\$ 15.629.546.496

Resultados por segmentos para el periodo
enero - marzo de 2024

	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2024					
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.785.081.563	\$ 15.442.973	\$252.312.301	\$95.169.566	\$ (60.916.891)	\$4.087.089.512
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos	218.417.206	-	-	-	(218.417.206)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 4.003.498.769	\$15.442.973	\$252.312.301	\$95.169.566	\$ (279.334.097)	\$4.087.089.512
Aprovisionamientos y servicios	(2.012.543.516)	(29.221)	(79.439.047)	(52.348.886)	47.788.744	(2.096.571.926)
Depreciación y amortización	(221.664.565)	(7.287.732)	(28.312.815)	(12.710.814)	-	(269.975.926)

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

Resultados por segmentos para el período
enero – marzo de 2024

	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2024					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Gastos de Personal	(127.672.147)	(2.500.949)	(5.963.986)	(4.792.347)	-	(140.929.429)
Otros ingresos (costos)	(95.996.111)	(7.020.960)	(14.610.540)	(10.509.541)	13.128.147	(115.009.005)
Ingresos financieros	53.515.060	3.803.338	8.261.649	1.616.148	(9.329.463)	57.866.732
Gastos financieros	(313.333.428)	(7.779.426)	(16.546.583)	(633.848)	9.329.463	(328.963.822)
Diferencias en Cambio	(3.792.215)	526.718	324.235	(136.263)	-	(3.077.525)
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	50.471.689	-	-	-	(54.476.104)	(4.004.415)
Resultados en venta y disposición de activos	(1.330.100)	-	-	-	-	(1.330.100)
Otros rubros no monetarios:	\$ (16.398.295)	\$ (30.058)	\$ 121.508	\$ (51.501)	\$ -	\$ (16.358.346)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(16.398.295)	(30.058)	121.508	(51.501)	-	(16.358.346)
Utilidad (pérdida) antes de impuestos	\$ 1.314.755.141	\$ (4.875.317)	\$ 116.146.722	\$ 15.602.514	\$ (272.893.310)	\$ 1.168.735.750
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(339.626.845)	1.161.839	(34.995.295)	(3.571.335)	-	(377.031.636)
Utilidad (pérdida) neta	\$975.128.296	\$ (3.713.478)	\$ 81.151.427	\$ 12.031.179	\$ (272.893.310)	\$ 791.704.114

Resultados por segmentos para el período
enero – marzo de 2023

	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2023					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$ 3.493.019.313	\$ 15.206.519	\$ 227.153.680	\$ 113.891.137	\$ (76.434.475)	\$ 3.772.836.174
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter-segmentos	212.977.155	-	-	-	(212.977.155)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.705.996.468	\$ 15.206.519	\$ 227.153.680	\$ 113.891.137	\$ (289.411.630)	\$ 3.772.836.174
Aprovisionamientos y servicios	(1.709.411.045)	-	(47.236.443)	(54.575.645)	44.151.280	(1.767.071.853)
Depreciación y amortización	(200.890.434)	(8.411.907)	(30.248.280)	(15.498.309)	-	(255.048.930)
Gastos de Personal	(125.725.517)	(3.313.103)	(6.922.737)	(5.941.327)	-	(141.902.684)
Otros ingresos (costos)	(105.971.187)	(8.530.492)	(19.221.666)	(19.017.912)	32.283.195	(120.458.062)
Ingresos financieros	84.106.184	5.346.609	12.949.147	2.578.270	(18.450.686)	86.529.524
Gastos financieros	(285.871.297)	(10.125.961)	(20.052.641)	(680.253)	18.450.686	(298.279.466)
Diferencias en Cambio	11.875.752	(1.286.970)	(29.265)	1.496	-	10.561.013
Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial	(37.969.435)	-	125.552.265	173	(87.279.623)	303.380
Resultados en venta y disposición de activos	(884.118)	9.517	-	95	-	(874.506)
Otros rubros no monetarios:	(17.940.998)	60.747	(273.626)	80.569	-	(18.073.308)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(17.940.998)	60.747	(273.626)	80.569	-	(18.073.308)
Utilidad antes de impuestos	1.317.314.374	(11.045.041)	24.167.043	20.838.293	(300.256.778)	1.268.521.282
Gasto por impuesto de renta	(412.145.115)	646.914	(47.531.558)	(4.978.196)	-	(464.007.955)
Utilidad neta	\$ 905.169.259	\$ (10.398.127)	\$ 194.138.876	\$ 15.860.097	\$ (300.256.778)	\$ 804.513.327

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de marzo 2024					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Propiedades, planta y equipo	\$18.741.581.530	\$117.366.562	\$1.738.752.231	\$1.342.624.331	\$ -	\$21.940.324.654
Activos Intangibles	740.056.485	158.632.839	489.781.134	50.248.045	-	1.438.718.503
Cuentas por cobrar	2.458.819.195	184.214.332	730.909.945	403.758.256	(1.116.219.829)	2.661.481.899
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.996.132.674	658.864.086	709.806.729	79.429	(4.314.547.729)	50.335.189
Otros Activos	2.503.060.768	193.361.306	389.643.561	215.589.532	-	3.301.655.167
Total Activos Operativos	\$27.439.650.652	\$1.312.439.125	\$4.058.893.600	\$2.012.299.593	\$ (5.430.767.558)	\$29.392.515.412
Pasivos financieros	9.223.288.659	2.217.854	18.809.357	27.193.590	-	9.271.509.460
Cuentas por pagar	4.077.257.435	531.973.961	1.095.260.813	254.794.276	(1.116.219.829)	4.843.066.656
Provisiones	409.864.013	-	25.939.245	-	-	435.803.258
Otros Pasivos	1.602.244.402	31.528.680	211.853.338	6.305.865	-	1.851.932.285
Total Pasivos Operativos	\$15.312.654.509	\$ 565.720.495	\$ 1.351.862.753	\$ 288.293.731	\$ (1.116.219.829)	\$16.402.311.659

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

Posición Financiera por segmentos	Ubicación Geográfica al 31 de diciembre 2023					Total
	Colombia	Costa Rica	Panamá	Guatemala	Eliminaciones o ajustes	
Propiedades, planta y equipo	\$18.550.153.710	\$118.281.394	\$1.745.388.968	\$1.343.183.288	\$ 1.772.454	\$21.758.779.814
Activos Intangibles	788.296.571	163.226.893	496.152.426	51.574.787	10.898	1.499.261.575
Cuentas por cobrar	2.472.181.362	177.204.428	659.498.183	452.269.026	(1.077.803.641)	2.683.349.358
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.931.920.881	655.391.687	706.037.659	79.010	(4.238.688.519)	54.740.718
Otros Activos	2.819.713.359	199.590.058	421.707.164	158.742.448	-	3.599.753.029
Total Activos Operativos	\$27.562.265.883	\$1.313.694.460	\$ 4.028.784.400	\$2.005.848.559	\$ (5.314.708.808)	\$29.595.884.494
Pasivos financieros	9.385.165.652	2.249.410	19.130.912	27.784.811	-	9.434.330.785
Cuentas por pagar	2.912.593.052	529.815.857	1.192.222.460	267.778.288	(1.077.803.642)	3.824.606.015
Provisiones	421.085.313	-	23.312.516	-	-	444.397.829
Otros Pasivos	1.703.418.081	35.225.507	180.472.845	7.095.434	-	1.926.211.867
Total Pasivos Operativos	\$14.422.262.098	\$ 567.290.774	\$ 1.415.138.733	\$ 302.658.533	\$ (1.077.803.642)	\$15.629.546.496

34. Hechos 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 acodado con la ANI y el concesionario Ruta 40, en el mes de enero de 2024 se recibió el pago inicial por valor de \$7.868.073 asociado a la enajenación voluntaria de la franja de terreno propiedad de Enel 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:

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

<u>Principal</u>	<u>Suplente</u>
- 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

El 21 de marzo de 2024, la Asamblea General de Accionistas en su sesión ordinaria, eligió la siguiente plancha de la Junta Directiva:

<u>Renglón</u>	<u>Principal</u>	<u>Suplente</u>
Primero	Francesco Bertoli	Monica Cataldo
Segundo	Jose Antonio Vargas Lleras	Raffaele Enrico Grandi
Tercero	Alberto Duque Ramirez	Diana Marcela Jimenez Rodriguez
Cuarto (Independiente)	Carolina Soto	Ximena Cadena
Quinto	Juan Ricardo Ortega	Andres Baracaldo Sarmiento
Sexto	Jorge Andres Tabares Angel	Nestor Fagua Guauque
Séptimo (Independiente)	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.

35. Eventos subsecuentes

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 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 ciento noventa y cinco mil millones de pesos. Lo anterior no representa impacto financiero para el Grupo.

Aprobación del proyecto solar Atlantico Photovoltaic

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committe 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).

Sentencia desfavorable acción popular construcción vía Gama-Gachalá

El día 9 de mayo fue notificada Enel Colombia S.A. E.S.P. de la sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca dentro del proceso

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

de acción popular para la adecuación de la vía Gama-Gachalá, se están evaluando las alternativas legales a seguir en este proceso.

Actualmente el monto de la cuantía es indeterminada, dependerá de lo que indique técnicamente la autoridad competente, el Instituto de Infraestructura y Concesiones de Cundinamarca (ICCU).

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 julio 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 en el que se menciona que, a partir del proceso de liquidación de la energía entregada en marzo 2024 por parte de su representada, toda facturación que corresponde al cobro de esta venta no deberá incluir el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Lo anterior, tiene su fundamento en el inciso 36 del artículo 8 de la Ley del IVA, que establece la exención de este impuesto a la “compra de energía eléctrica para su distribución”, concepto dentro del cual se encuentra la energía adquirida por el ICE a las empresas de generación privada.

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

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 Centro Nacional de despacho de Panamá autorizó que se pueda dar inicio a partir del 1ero de mayo al trámite de fusión entre las empresas Enel Renovable (sociedad absorbente) y Progreso Solar 20MW, S.A. (Sociedad Absorbida), se adelantarán los trámites necesarios para materializar esta fusión.

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.



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

Teléfono +57 (601) 618 8000
+57 (601) 618 8100
www.kpmg.com/co

INFORME DEL REVISOR FISCAL 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 31 de marzo 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 31 de marzo de 2024;
- el estado consolidado de resultados y el estado consolidado del otro resultado integral por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado consolidado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado consolidado de flujos de efectivo por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo 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, nada ha llamado mi atención 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 31 de marzo 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.

14 de mayo de 2024