

**ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS
CONDENSADOS SEPARADOS**

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

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 terminados al 31 de marzo de 2023)

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Intermedio Condensado Separado
(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	\$ 1.083.413.681	\$ 1.437.701.171
Otros activos financieros	5	18.201.920	19.420.007
Otros activos no financieros	6	123.100.971	64.879.757
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	7	2.381.894.871	2.394.965.018
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	8	19.740.152	14.054.079
Inventarios, neto	9	490.546.779	502.366.448
Activos mantenidos para la venta	10	424.508.688	424.508.688
Activos por impuestos de renta	11	5.842.707	5.842.707
Total activo corriente		\$ 4.547.249.769	\$ 4.863.737.875
<i>Activo No Corriente:</i>			
Otros activos financieros	5	\$ 27.133.222	\$ 30.256.096
Otros activos no financieros	6	208.814.698	215.991.146
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	7	46.525.754	54.134.284
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	12	3.100.095.904	3.035.336.196
Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto	13	738.655.050	787.050.032
Propiedades, planta y equipo, neto	14	18.741.080.901	18.549.693.669
Total activo no corriente		\$ 22.862.305.529	\$ 22.672.461.423
Total Activo		\$ 27.409.555.298	\$ 27.536.199.298
Pasivo y patrimonio			
<i>Pasivo corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	15	\$ 1.487.365.234	\$ 2.174.345.864
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	16	2.134.879.359	2.756.987.272
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	1.898.076.998	118.805.908
Provisiones	17	191.644.541	225.473.844
Pasivos por impuestos	18	337.183.673	366.180.109
Otros pasivos no financieros	19	318.001.608	340.874.621
Provisiones por beneficios a los empleados	20	123.971.318	129.495.572
Total pasivo corriente		\$ 6.491.122.731	\$ 6.112.163.190
<i>Pasivo no corriente:</i>			
Otros pasivos financieros	15	\$ 7.735.923.425	\$ 7.210.819.788
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	8	27.434.497	23.696.248
Provisiones	17	218.219.472	195.611.469
Provisiones por beneficios a los empleados	20	458.476.603	499.773.206
Pasivo por impuestos diferidos	21	362.762.788	365.077.965
Total pasivo no corriente		\$ 8.802.816.785	\$ 8.294.978.676
Total pasivo		\$ 15.293.939.516	\$ 14.407.141.866

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Estado de Situación Financiera Intermedio Condensado Separado
(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	22	\$ 655.222.313	\$ 655.222.313
Primas de emisión		113.255.816	113.255.816
Primas por fusión		5.448.823.679	5.448.823.679
Otras reservas		1.783.197.947	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	1.931.621.190
<i>Utilidades retenidas</i>		738.189.072	545.026.951
<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		4.239.734.177	5.221.924.168
Total Patrimonio		\$ 12.115.615.782	\$ 13.129.057.432
Total pasivo y patrimonio		\$ 27.409.555.298	\$ 27.536.199.298

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

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

Francesco Bertoli | Firmado 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.
Estado de Resultados Intermedio, Condensado Separado, por Naturaleza
Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Con cifras comparativas por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2023)
(En miles de pesos colombianos, excepto la ganancia por acción)

	Nota	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
Ingresos de actividades ordinarias	23	\$ 3.759.123.382	\$ 3.478.312.276
Otros ingresos de operación	23	22.485.169	35.601.086
Total ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de explotación		3.781.608.551	3.513.913.362
Aprovisionamientos y servicios	24	(1.988.903.980)	(1.705.293.404)
Margen de contribución		\$ 1.792.704.571	\$ 1.808.619.958
Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados	13 y 14	41.238.421	37.312.764
Gastos de personal		(126.741.236)	(124.576.186)
Otros gastos fijos, por naturaleza		(159.403.313)	(139.080.972)
Resultado bruto de Operación		1.547.798.443	1.582.275.564
Depreciaciones y amortizaciones	13 y 14	(221.513.006)	(199.773.093)
Pérdida por deterioro		(16.416.991)	(17.959.085)
Resultado de Operación		1.309.868.446	1.364.543.386
Ingresos financieros		53.440.464	68.351.458
Gastos financieros	25	(313.141.678)	(260.522.544)
Diferencia en cambio		(3.764.829)	17.697.498
Resultado financiero		(263.466.043)	(174.473.588)
Resultado de otras inversiones			
Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación		50.471.689	32.558.754
Resultados en venta y disposición de activos	26	(1.330.100)	(884.118)
Resultados antes de impuestos		1.095.543.992	1.221.744.434
Gasto por impuestos a las ganancias		(339.274.914)	(423.446.973)
Utilidad del periodo		\$ 756.269.078	\$ 798.297.461
Ganancia por acción básica y diluida en pesos		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 separados.

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

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.
Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Condensado Separado
Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Con cifras comparativas por el periodo de tres meses terminado el 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
Resultado del Ejercicio	\$ 756.269.078	\$ 798.297.461
Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
(Pérdidas) ganancias en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI	(518.844)	2.143.051
Ganancias (Pérdidas) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos	40.971.935	(44.004.502)
Conversión método de participación	14.689.133	(169.679.011)
Otro resultado del periodo, antes de impuestos	\$ 55.142.224	\$ (211.540.462)
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:		
Pérdidas por coberturas de flujos de efectivo	(27.555.277)	(88.106.588)
Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, 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 periodo		
(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 periodo	(12.236)	79.903
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo		
Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo	9.610.985	25.741.506
Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo	9.610.985	25.741.506
Total otro resultado integral	37.185.696	(273.825.641)
Resultado Integral Total	\$ 793.454.774	\$ 524.471.820

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

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

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.
Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Condensado Separado
Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Con cifras comparativas por el periodo de tres meses del 1 de enero al 31 de marzo de 2023)
(En miles de pesos colombianos)

	Reservas									Otro resultado Integral					
	Capital emitido	Costos de Capital	Prima de emisión	Prima por Fusión	Reserva legal	Reserva Estatutaria	Reserva Ocasional	Otras reservas	Total Reservas	Ganancias y pérdidas nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo	Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos	Método de Participación Subsidiarias	Total Otro resultado Integral	Ganancias acumuladas	Total patrimonio
Patrimonio Inicial al 01-01-2023	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
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	798.297.461	798.297.461
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	-	(273.825.641)
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	798.297.461	524.471.820
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(30.619.696)	-	(30.619.696)	-	-	-	-	(2.707.633.986)	(2.738.253.682)
Total incremento (disminución) en el patrimonio							(30.619.696)	1.146.052.277	(30.619.696)	(60.222.031)	(43.924.599)	(169.679.011)	(273.825.641)	(1.909.336.525)	(2.213.781.862)
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
Patrimonio Inicial al 01-01-2024	655.222.313	(6.508.367)	113.255.816	5.448.823.679	354.065.638	178.127	351.339.260	1.146.052.277	1.851.635.302	(8.654.632)	(196.445.900)	49.805.053	(155.295.479)	5.221.924.168	13.129.057.432
Cambios en el patrimonio															
Resultado integral															
Utilidad del periodo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	756.269.078	756.269.078
Otro resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	37.185.696
Resultado integral	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	756.269.078	793.454.774
Dividendos decretados	-	-	-	-	-	-	(68.437.355)	-	(68.437.355)	-	-	-	-	(1.738.459.069)	(1.806.896.424)
Total (disminución) en el patrimonio							(68.437.355)	-	(68.437.355)	(18.463.136)	40.959.699	14.689.133	37.185.696	(982.189.991)	(1.013.441.650)
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)	4.239.734.177	12.115.615.782

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

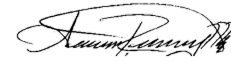
Los suscritos Representante Legal y Contador certificamos que hemos verificado previamente las afirmaciones contenidas en estos estados financieros intermedios condensados separados y que los mismos han sido preparados de acuerdo con información tomada fielmente de los libros de contabilidad de la Compañía.

Francesco Bertoli | Firmado 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.
Estado de Flujos de Efectivo, Intermedio Condensado Separado, Método Directo
Por el periodo de tres meses terminado el 31 de marzo de 2024
(Con 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		
<i>Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios</i>	\$ 3.803.228.724	\$ 3.262.475.067
<i>Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias</i>	25.740.656	25.571.631
<i>Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas</i>	3.348.086	-
<i>Otros cobros por actividades de operación</i>	662.557.079	745.122.446
<i>Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios</i>	(2.253.310.888)	(1.805.864.628)
<i>Pagos a y por cuenta de los empleados</i>	(110.743.215)	(99.561.016)
<i>Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas</i>	(53.706.424)	(45.781.212)
<i>Otros pagos por actividades de operación</i>	(895.076.653)	(361.012.227)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	\$ 1.182.037.365	\$ 1.720.950.061
Impuestos a las ganancias pagados	(416.634.330)	(269.324.832)
Otras salidas de efectivo	(53.756.708)	(58.810.683)
Flujos de efectivo netos procedentes de la operación	\$ 711.646.327	\$ 1.392.814.546
Préstamos a entidades relacionadas	(2.100.000)	-
Compras de propiedades, planta y equipo e intangibles	(590.902.934)	(646.013.360)
Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)	(15.239.798)	(24.395.651)
Cobros procedentes de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera	363.796	17.734.126
Cobros a entidades relacionadas	-	559.354.562
Dividendos recibidos	-	7.657.399
Intereses recibidos actividades inversión	16.439.634	33.054.052
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	\$ (591.439.302)	\$ (52.608.872)
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación:		
Importes procedentes de préstamos	860.000.000	400.000.000
Reembolsos de préstamos	(1.040.239.655)	(872.759.555)
Intereses pagados financiación	(285.670.654)	(204.592.030)
Intereses pagados por arrendamientos (NIIF16)	(6.954.637)	(6.148.896)
Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF16)	(9.132.736)	(7.125.549)
Otras entradas de efectivo financiación	7.503.167	57.697.562
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	\$ (474.494.515)	\$ (632.928.468)
Cambio neto de efectivo y equivalentes al efectivo	\$ (354.287.490)	\$ 707.277.206
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	1.437.701.171	778.874.295
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$ 1.083.413.681	\$ 1.486.151.501

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


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

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



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 separada que se adjunta, al 31 de marzo de 2024 de Enel Colombia S.A. E.S.P. (la Compañía), la cual comprende:

- el estado condensado separado de situación financiera al 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado separado de resultados y el estado condensado separado del otro resultado integral por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado separado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado condensado separado 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 separada 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 separada, 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 separada 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.
Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
Índice

1. Información general.....	9
2. Bases de presentación.....	31
3. Políticas contables.....	34
4. Efectivo y equivalentes al efectivo.....	34
5. Otros activos financieros.....	35
6. Otros activos no financieros.....	37
7. Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.....	38
8. Saldos y transacciones con partes relacionadas.....	41
9. Inventarios, neto.....	48
10. Activos mantenidos para la venta.....	49
11. Activos por impuesto sobre la renta.....	49
12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....	50
13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.....	55
14. Propiedades, planta y equipo, neto.....	58
15. Otros pasivos financieros.....	61
16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar.....	66
17. Provisiones.....	67
18. Pasivos por impuestos.....	82
19. Otros pasivos no financieros.....	84
20. Provisiones por beneficios a los empleados.....	84
21. Impuestos diferidos, neto.....	89
22. Patrimonio.....	90
23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación.....	91
24. Aprovisionamientos y servicios.....	95
25. Gastos financieros.....	95
26. Resultado en venta de activos, neto.....	96
27. Contingencias.....	97
28. Sanciones.....	114
29. Mercado de derivados energéticos.....	117
30. Información sobre valores razonables.....	118
31. Categorías de activos y pasivos financieros.....	119
32. Segmentos de operación.....	120
33. Temas Relevantes.....	121
34. Eventos subsecuentes.....	123

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

1. Información general

1.1 Ente económico

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

La Compañía fue constituida mediante escritura pública No.003480 de la Notaría 18 de Bogotá D.C. del 15 de octubre de 1980 e inscrita ante la Cámara de Comercio el 17 de agosto de 2007 bajo el número 01151755 del libro IX, matrícula mercantil No. 01730333, con aporte de los activos de generación de la Compañía Energía Bogotá S.A. E.S.P. (antes Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.) con el 51,51% de las acciones (ordinarias y preferenciales sin derecho a voto) y los aportes en efectivo de los demás inversionistas con el 48,49% de las acciones (ordinarias).

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

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

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados**

(En miles de pesos colombianos)

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

La Compañía cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 1 térmica y 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

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

Central	Tecnología	Capacidad Declarada [MW]
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.

1.2 Comercialización de Gas

Las ventas realizadas entre enero y marzo de 2024 fueron de 15.2 Mm3, manteniendo la presencia en la atención de clientes industriales, Mercado Regulado y Gas natural vehicular en la Costa Atlántica, Antioquia y Bogotá.

Para el 2024 la Compañía se mantiene activa en todos los procesos de compra y venta del mercado secundario a través de negociaciones de suministro y transporte intradiarias.

1.3 Contratos de colaboración empresarial

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

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

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

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

Se ha firmado un nuevo acuerdo el cual tiene vigencia a partir de octubre de 2023, hasta octubre de 2029 (6 años) bajo un contrato de colaboración Open Book, ya que se acordó entre las partes no

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

dar continuidad a la iniciativa de operar el negocio de Crédito Fácil Codensa bajo una nueva compañía de financiamiento comercial considerando las condiciones desfavorables de mercado actuales.

Enel Colombia S.A. E.S.P. y Scotiabank Colpatria S.A. decidieron no presentar la solicitud de autorización de permiso de funcionamiento de Crédito Fácil Codensa S.A. Compañía de Financiamiento ante la Superintendencia Financiera de Colombia, debido a cambios relevantes del contexto internacional y local que han incidido en algunas de las condiciones que fueron tenidas en cuenta para adelantar el proyecto de creación de la entidad financiera. Por lo tanto, se presentó ante esta Superintendencia el correspondiente plan para la liquidación de la compañía constituida. Al 31 de marzo de 2024, se encuentra en 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, tanto a nivel nacional como local.

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

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

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

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

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

Energía Eléctrica

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

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

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

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

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

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

La actividad de generación está compuesta por empresas que son propietarias de centrales de generación eléctrica. Los generadores de electricidad venden su energía al mercado de energía mayorista (MEM), al precio resultante de procesos de libre competencia en el caso del cobro

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

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 el último plan de inversión fue aprobado por la Resolución CREG 068 de junio de 2021.

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

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

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

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

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) 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-

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

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

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

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

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

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 101-006/23 y 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 101 008 de 2023 permitió la realización de convocatorias públicas con objeto exclusivo para compras de energía provenientes de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), con el fin de dar cumplimiento a la obligación de que entre el 8 y el 10% de las compras de energía de los agentes comercializadores provengan de FNCER.

En marzo de 2023, la CREG publicó el laudo 501 001 de 2023, respecto de un conflicto entre Central Hidroeléctrica de Caldas S.A ESP-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.

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

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

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

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

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

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

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

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

procedimiento y preparar las actividades requeridas para el siguiente proceso de asignación de capacidad.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

En 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 FNCR 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 de 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 (Cx) hasta el periodo 2027-2028 inclusive, considerando la convocatoria a subastas de Cx en el marco de la Resolución CREG 101-024/2022.

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

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

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

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

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

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

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

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

En diciembre de 2023, el 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),

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

autogenerador colectivo (AC). Entre los objetivos de las comunidades energéticas está el de aumentar la cobertura del servicio de energía, mejorar la eficiencia energética, descentralizar la generación, el almacenamiento y el consumo de energía, descarbonizar la economía con el uso de FNCER, desarrollar la economía local y territorial, ofrecer unas condiciones económicas asequibles al servicio de energía para las comunidades, además de generar, comercializar y usar eficientemente la energética a partir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable y recursos energéticos distribuidos de forma comunitaria. Establece la posibilidad de asociación de comunidades energéticas y la alianza de comunidades energéticas y asociaciones de comunidades energéticas con terceros de los sectores público, privado y/o popular.

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

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

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 a contratar serán incluidas en el límite de compras propias de la Res. CREG 130 de 2019, el cual no se flexibiliza, y los precios resultantes de los contratos se podrán trasladar a la tarifa de los usuarios regulados, dentro de unos límites anuales.

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

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

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

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 la solicitudes de cambios de las FPO y las garantías para proyectos de generación, cogeneración, autogeneración enmarcada en el proceso de asignación de capacidad de transporte, (ii) modificar las garantías asociadas a los proyectos de las subastas 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):

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

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

no causación del impuesto a los usuarios que certifiquen ser carbono neutro, que posteriormente es reglamentado mediante el Decreto 926 de 2017.

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

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

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

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

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

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

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

El Ministerio de Minas y Energía, expidió el Decreto 421 del 22 de abril de 2021 “Por el cual se adiciona el Decreto 1073 de 2015 Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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, 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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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

Gas Natural

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

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

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

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

La CREG continuando con su evaluación y propendiendo por ajustes al mercado de gas natural, y como resultado del proceso de consulta, análisis y comentarios de los agentes, publicó el 20 de febrero de 2019 la Resolución 021 de 2019, por la cual se modifica la Resolución 114 de 2017 donde

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

se resaltan los principales ajustes: flexibiliza la duración, la fecha de inicio y la fecha de terminación de los contratos firmes bilaterales del mercado secundario; incorpora un contrato con interrupciones para negociar de manera bilateral en el mercado secundario; incorporar el contrato de transporte con firmeza condicionada en el mercado secundario; flexibilizar la fecha de inicio de contratos de largo plazo negociados bilateralmente en el mercado primario; incorporar los contratos de suministro con firmeza condicionada y opción de compra de gas en el mercado primario de suministro de gas.

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

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

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

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

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

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

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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

El 28 de enero de 2022 se publica la resolución CREG 227 de 2021, la cual corresponde a la Fórmula Tarifaria General de Comercialización de Gas Natural en donde se fijan disposiciones en torno a los precios y cantidades trasladables a la Demanda Esencial Regulada, se 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.

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

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

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 terapés cúbicos (Tpc); en 2021 tal nivel se encontraba en 3.163 TPC, registrándose entonces una reducción de 10.87%. La producción de gas comercializado fue 0.39 terapés cúbicos lo que significa una relación Reservas Probadas/Producción (R/P) de 7.2 años; en 2021 se registraba un R/P de 8 años.

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

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

En septiembre, mediante la publicación de la Resolución 588 de 2023, la UPME decidió declarar desierta la Convocatoria Pública UPME GN 001-2022, cuyo objeto era la selección de un inversionista para la prestación del servicio de almacenamiento de GNL, regasificación, transporte de gas natural y servicios asociados de la Infraestructura de Importación de Gas del Pacífico. Esta decisión se toma luego de que, una vez revisados los documentos entregados por el único proponente, el CONSORCIO BUENAVEGAS– PLANTA DE REGASIFICACIÓN, la UPME encontró

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

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.

2. Bases de presentación

La Compañía presenta sus estados financieros intermedios condensados separados 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 separados 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 separada 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.

La Compañía aplica a los presentes estados financieros intermedios condensados separados las siguientes excepciones:

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

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

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

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

Los estados financieros intermedios condensados separados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por la Compañía desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros

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

intermedios condensados separados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros separados al 31 de diciembre de 2023.

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

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

La Compañía no presenta transacciones de carácter cíclico, estacionario u ocasional que deban ser revelados de forma independiente en los estados financieros intermedios condensados separados.

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

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

Para efectos legales en Colombia, los estados financieros intermedios condensados separados son los estados financieros principales.

2.2. Base contabilidad de causación

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

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

La Compañía no ha adoptado anticipadamente estas normas en la preparación de estos estados financieros intermedios condensados separados y no espera impactos importantes de su aplicación.

2.4. Estimados y criterios contables relevantes

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

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(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, tales como producción, 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 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 por cambios tarifarios, 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 los impuestos sobre las ganancias en los presentes estados financieros intermedios condensados separados.
- La obligación de desmantelamiento, cuando existe el requerimiento legal de hacerlo, se estima con base en la vida útil de la central y/o el parque.

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

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

3. Políticas contables

3.1 Políticas contables aplicables a los estados financieros intermedios condensados separados.

Los presentes estados financieros intermedios condensados separados 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)	\$ 890.679.900	\$ 1.296.691.588
Otro efectivo y equivalentes al efectivo, neto (b)	192.730.636	141.009.583
Efectivo en caja	3.145	-
	\$ 1.083.413.681	\$ 1.437.701.171

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Pesos Colombianos	\$ 1.075.578.922	\$ 1.420.620.333
Dólares Americanos	7.834.759	17.080.838
	\$ 1.083.413.681	\$ 1.437.701.171

(*) 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) 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 (3.085.344.651), pago de impuestos \$(444.132.913), pago deuda e intereses \$(467.487.767) y otros (325.042.243).
- (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 de la Compañía junto con la constitución de TIDIS para el pago de impuestos. El incremento en el primer trimestre del 2024 vs 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).

Al 31 de marzo de 2024 y al 31 de diciembre de 2023, la Compañía 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 de efectivo es de \$29.676.

A continuación, se detalla el movimiento de los pasivos que se originan por actividades de financiación al 31 de marzo de 2024, incluyendo aquellos movimientos que representan flujos de

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

efectivo y cambios que no representan flujos de efectivo.

	Flujos de efectivo				Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de marzo de 2024
	Saldo a 1 de enero de 2024	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
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
Bonos	2.450.471.339	-	(118.013.297)	24.683	56.997.867	-	-	\$ 2.389.480.592
Pasivos por arrendamientos	221.210.897	-	(16.087.373)	3.752.642	6.936.483	11.220.798	-	\$ 227.033.447
Instrumentos derivados	78.183.734	7.503.167	-	-	-	-	1.614.136	\$ 87.301.037
Total, pasivos por actividades de financiación	\$9.385.165.652	\$ 867.503.167	(\$ 1.341.997.682)	\$ 7.400.915	\$ 292.381.673	\$ 11.220.798	\$ 1.614.136	\$ 9.223.288.659

	Flujos de efectivo				Cambios distintos al efectivo			Saldo a 31 de marzo de 2023
	Saldo a 1 de enero de 2023	Importes procedentes	Pago de préstamos e intereses	Otros importes	Intereses causados	Contratos de arrendamientos	Valoración MTM	
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	400.000.000	(679.324.574)	279.384.172	114.994.023	-	-	4.047.333.987
Pasivos por arrendamientos	227.441.849	-	(13.274.445)	2.455.861	6.159.791	603.897	-	223.386.953
Instrumentos derivados	4.615.446	57.697.562	-	(6.660.042)	-	-	(23.561.147)	32.091.819
Total, pasivos por actividades de financiación	\$7.397.255.976	\$ 457.697.562	\$(1.090.626.030)	\$ 4.798.745	\$ 221.436.396	\$ 603.897	\$(23.561.147)	\$ 6.958.007.909

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	\$ -
<i>Fideicomisos (1)</i>	8.097.476	-	7.527.508	-
<i>Deterioro fideicomisos*</i>	(113)	-	(157)	-
Garantías mercados derivados energéticos (2)	3.385.078	-	1.989.904	-
Otros activos (3)	3.257.162	-	3.914.696	-
Embargos judiciales	1.788.348	-	3.693.358	-
<i>Embargos judiciales (4)</i>	1.794.944	-	3.713.944	-
<i>Deterioro embargos judiciales*</i>	(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)	-	134.716	-	198.656
	\$ 18.201.920	\$ 27.133.222	\$ 19.420.007	\$ 30.256.096

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

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

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

Los fideicomisos existentes en la Compañía tienen una destinación específica y respaldan obligaciones contratadas en proyectos clave para el negocio, que aclaran su destinación. Los valores del detalle anterior se presentan sin deterioro.

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

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

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) 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.
 - (c) Corresponde al negocio fiduciario de La Fiduprevisora. 116558- P.A. Enel Colombia S.A. E.S.P. Oxi Convenio, el cual maneja el negocio de distribución, para los proyectos de obras por impuestos, creado el 7 de noviembre de 2023.
 - (d) 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.
- (2) La variación corresponde a la liquidación de las operaciones comerciales en venta y compra financiera de energía, celebradas en el mercado Derivex a través del comisionista. Contiene principalmente el valor de la liquidación de coberturas, la valoración, las garantías y sus rendimientos.
- (3) A 31 de marzo de 2024, corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura con tasa de interés de deuda en IBR.
- (4) Al 31 de diciembre del 2023 la Compañía 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:

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

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

(5) La Compañía al 31 de marzo 2024 y diciembre de 2023 tiene constituidos los siguientes derivados de cobertura de flujo de caja y Swap de interés con valoración activa:

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	31 de marzo de 2024	
								Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	1.673.969	-
Swap	Cobertura tasa de interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	USD	BR 3M + 0.75%	-	26.998.506
Total valoración								1.673.969	26.998.506

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha Vencimiento	Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	31 de diciembre de 2023	
								Corriente	No Corriente
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	9.004.521	USD	3.954,80	987.316	-
Forward	Inversiones/proyecto	BBVA Colombia	Cash Flow Hedge	30/04/2024	10.000.000	USD	4.030,00	1.118.558	-
Forward	Inversiones/proyecto	Credit Agricole	Cash Flow Hedge	30/01/2024	1.543.848	USD	3.967,60	188.824	-
Swap	Cobertura tasa de Interés deuda en IBR	Scotiabank Colpatría S.A.	Interés	14/05/2026	400.000.000.000	COP	BR 3M + 0.75%	-	30.057.440
Total valoración								2.294.698	30.057.440

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			6.318	6.318
Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P.	Energía	109.353.394	0,22%	-	-
				\$ 134.716	\$ 198.656

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)	\$ 66.874.880	\$ -	\$ 61.549.438	\$ -
Gastos pagados por anticipado (2)	51.768.880	-	999.196	-
Beneficios a empleados por préstamos (3)	4.457.211	34.160.645	2.331.123	35.040.620
Descuento tributario IVA AFRP (4)	-	174.558.961	-	180.855.434
Otras cuentas por cobrar	-	95.092	-	95.092
	\$ 123.100.971	\$ 208.814.698	\$ 64.879.757	\$ 215.991.146

(1) Los anticipos corresponden principalmente a: recursos depositados a XM S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$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).

(2) 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.

(3) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a

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

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.

- (4) 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)	\$ 2.483.667.534	\$ 113.569.630	\$ 2.549.649.180	\$ 114.555.501
Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)	143.103.177	55.576.526	74.186.723	62.122.616
Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto	2.626.770.711	169.146.156	2.623.835.903	176.678.117
Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)	(238.502.091)	(112.347.784)	(220.778.241)	(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	\$ 2.381.894.871	\$ 46.525.754	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284

- 1) Al 31 de marzo de 2024 las cuentas por cobrar 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.

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 y 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

- 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 la Compañía 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 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%.

- 2) Al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre de 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes corresponden principalmente a cuentas por cobrar a empleados 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 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.

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 la Compañía, producto de los fallos en contra de Betania

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

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%.

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

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

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

La evolución del deterioro de cartera es el siguiente:

Concepto	Al 31 de 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)	149.824.257	148.076.275
Total provisión de deterioro cuentas comerciales	350.849.875	333.375.358
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	\$ 367.496.242	\$ 351.414.718

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 en el deterioro obedece a que la cartera presentó 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

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

\$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.

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:

Cartera Comercial	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Saldo Inicial	\$ 351.414.718	\$ 306.836.684
Dotaciones	20.479.765	52.223.202
Usos	(4.398.241)	(7.645.168)
Saldo final	\$ 367.496.242	\$ 351.414.718

Garantías otorgadas por los deudores:

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

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

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

8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas:

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Compra de energía (1)	\$ 6.293.483	\$ 2.225.640
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Transporte de energía	2.295.425	2.638.151
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Préstamo Intercompañía (2)	2.150.653	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada (*)	Otros servicios	149.081	83.533

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

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	Tipo de transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	1.139.051	1.139.051
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicios de Mant. (4)	727.243	169.980
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	337.016	78.805
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Asociada	Suministro de Equipos (5)	-	518.140
Enel S.P.A.	Italia	Matriz	Expatriados (3)	984.098	886.582
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
Enel Green Power Spa.	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	657.985	716.076
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Control Tower Chile	379.087	377.089
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados (3)	163.756	149.532
Enel Services México S.A.	México	Otra (*)	Expatriados (3)	509.480	514.066
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	336.906	82.097
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Asociada	Servicio de Mant. (4)	147.259	134.754
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (6)	466.396	774.425
Atlántico Photovoltaic S.A.S.	Colombia	Subordinada	Reembolso de gastos	444.731	442.358
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Expatriados (3)	347.414	345.583
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Reembolso de gastos	299.709	299.709
Enel Américas S.A.	Chile	Controladora	Expatriados (3)	4.087	4.087
Enel Global Trading SPA	Italia	Otra (*)	Expatriados (3)	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 (3)	157.509	137.785
Endesa Energía S.A.	España	Otra (*)	Servicios off-shore (6)	147.939	777.503
Enel Trading Argentina S.R.L.	Argentina	Otra (*)	Expatriados (3)	108.062	108.062
Companhia Energética Do Ceara	Brasil	Otra (*)	Expatriados (3)	62.933	62.933
Bogotá ZE S.A.S.	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	50.759	11.864
Colombia ZE S.A.S	Colombia	Asociada	Contrato LSA (4)	50.759	11.864
Enel North América INC	Colombia	Otra (*)	Expatriados (3)	45.748	30.328
Enel Generación Perú S.A.A.	Perú	Otra (*)	Expatriados (3)	23.733	98.596
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Otros servicios	10.814	10.814
Total				\$ 19.740.152	\$ 14.054.079

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

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

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

- (1) El aumento corresponde principalmente, al contrato de venta de energía que inició a partir del 01 de enero de 2024 para cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S E.S.P., por 12 GWh-m.
- (2) Corresponde a dos créditos otorgados por parte de la Compañía a Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., por valor de \$1.500.000, con fecha de desembolso el 17 de enero de 2024 y \$600.000 el 16 de febrero de 2024, las condiciones de financiación son: tasa de interés efectivo anual del 13,65%, vencimiento a 365 días y pago del capital al vencimiento e intereses semestral; la causación de los intereses en el primer trimestre del 2024 es de \$50.653.
- (3) 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.
- (4) 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).

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

- (5) La disminución corresponde al pago recibido por suministro de equipos facturados en el 2023 por \$518.140.
- (6) 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.

Cuentas por pagar a entidades relacionadas

Nombre empresa relacionada	País de origen	Tipo de vinculada	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	Controladora	Dividendos (1)	\$ 1.036.166.232	\$ -	\$ -	\$ -
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Dividendos (1)	768.210.323	-	-	-
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Colombia	Otra (**)	Otros servicios	261	-	239	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	39.150.425	-	44.101.114	-
Enel Grids S.R.L.	Italia	Otra (*)	Impatriados	1.542.373	-	1.350.130	-
Enel Global Services S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	17.539.280	-	21.889.091	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	4.919.945	-	7.459.269	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	4.336.906	-	8.632.566	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Technical fee	1.920.265	-	1.942.142	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Impatriados	230.274	-	509.151	-
Enel Green Power S.p.A. Glo	Italia	Otra (*)	Pólizas Covid 19	2.150	-	2.150	-
Enel X S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	8.657.784	-	12.545.675	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Servicios informáticos (2)	6.979.032	-	6.308.331	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Impatriados	503.704	-	1.418.610	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Pólizas Covid 19	124.412	-	401.909	-
Enel S.p.A.	Italia	Matriz	Garantías e intereses (4)	72.450	-	1.490.187	-
Enel Green Power Chile S.A.	Chile	Otra (*)	HH Recharge PUC (3)	5.122.259	-	5.774.461	-
Enel Global Trading S.p.A.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	1.245.188	-	1.850.950	-
Fundación Enel	Colombia	Otra (*)	Donaciones	-	-	1.180.000	-
Enel Italia S.R.L.	Italia	Otra (*)	Servicios informáticos (2)	513.091	-	518.935	-
Enel Brasil S.A.	Brasil	Otra (*)	Impatriados	263.740	-	410.852	-
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Colombia	Subordinada	Venta Sociedad Portuaria	218.480	-	218.480	-
Enel Green Power España S.L.U.	España	Otra (*)	Impatriados	202.511	-	426.784	-
Enel Fortuna S.A.	Panamá	Otra (*)	Anticipo Guarantee Fee	66.142	-	93.990	-
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	-
Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Latamsolar Energías Renovables S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Latamsolar Fotovoltaica Sahagun S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	8.000	-	8.000	-
Guayepo Solar S.A.S.	Colombia	Subordinada	Aportes a capital	1.000	-	1.000	-
Generadora Montecristo S.A.	Guatemala	Otra (*)	Reembolso	306	-	306	-
Enel Distribución Chile S.A.	Chile	Otra (*)	Expatriados	-	-	17.417	-
Usme Z.E. S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (5)	-	11.645.386	-	11.475.464
Fontibón Z.E S.A.S.	Colombia	Subordinada	Anticipo Cargadores (5)	-	8.606.927	-	8.481.110
Enel X Way Colombia S.A.S.	Colombia	Otra (*)	Capitalización (6)	-	2.959.397	-	2.905.606
Enel Grids S.R.L.	Colombia	Otra (*)	Anticipo Proyecto (7)	-	4.222.787	-	834.068
Total				\$ 1.898.076.998	\$ 27.434.497	\$ 118.805.908	\$ 23.696.248

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

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

- (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 de Energía de 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) La disminución corresponde 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.**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados**

(En miles de pesos colombianos)

- (3) 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).
- (4) Corresponde a las comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos relacionados con los parques solares El Paso, La Loma, Guayepo, Sabanalarga, Fundación y parques eólicos Chemesky, Tumawind y Windpeshi; la disminución se presenta, por el pago de los servicios del año 2023 durante el primer trimestre 2024 por (\$1.417.737).
- (5) De acuerdo con las obligaciones en las electroterminales derivadas del contrato con Transmilenio S.A, Fontibón Z.E. S.A.S y Usme Z.E S.A.S.; se ha realizado el pago anticipado para el suministro de los cargadores para la Unidad Funcional de Operación – UFO 7 Fontibón IV y la Unidad Funcional de Operación – UFO 13 Usme IV; los cargadores serán entregados en el año 2030 según acuerdo comercial. El aumento en el primer trimestre del 2024 corresponde a la actualización financiera (valor del dinero en el tiempo), sobre el anticipo recibido.
- (6) Corresponde a capitalización pendiente por pagar a Enel X Way Colombia S.A.S., según estatutos de constitución, donde se indica que el capital suscrito se pagará en dinero dentro de los 2 años siguientes a la fecha de constitución de la Sociedad.
- (7) Aportes recibidos para el proyecto Enelflex que será desarrollado con la participación de Enel Grids Srl, Gridspertise Srl, Enel Colombia S.A. E.S.P., y el Politécnico de Milán, cofinanciado por el Programa de Naciones Unidas, este proyecto impulsará la iniciativa “Redes de electricidad impulsadas por la demanda digital (3DEN)” de la Agencia Internacional de Energía (AIE), esta iniciativa será a 4 años.

Efectos en resultados con entidades relacionadas

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Venta de energía (1)	\$ 9.307.515	\$ 2.511.028
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Transporte de energía (1)	3.693.970	221.792
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Maniobras	92.014	23.844
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	Intereses (2)	88.449	-
Usme Z.E. S.A.S.	Operación y Mantenimiento (3)	685.271	9.237.833
Usme Z.E. S.A.S.	Financieros (4)	-	5.433.085
Fontibón Z.E S.A.S	Operación y Mantenimiento (3)	585.366	6.038.058
Fontibón Z.E S.A.S	Financieros (4)	-	2.910.482
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Servicios off-shore	244.710	283.571
Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U.	Diferencia en cambio	-	138.349
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	Venta de Energía	153.157	134.676
Enel S.p.A.	Expatriados	191.349	267.412
Enel S.p.A.	Diferencia en cambio	-	632.861
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	920.674
Enel Green Power S.p.A	Diferencia en Cambio	38.301	592.616
Enel Green Power S.p.A	Technical Fee (5)	-	2.667.779
Enel Green Power S.p.A	Expatriados	-	50.569
Enel Green Power S.p.A	Servicios Informáticos	-	30.264
Enel Green Power España S.L.U	Diferencia en cambio	32.700	27.476
Bogotá Z.E. S.A.S	Servicios Administrativos	32.685	29.910
Colombia Z.E. S.A.S.	Servicios Administrativos	32.685	29.910
Enel Brasil S.A.	Diferencia en cambio	32.515	-
Enel Brasil S.A.	Expatriados	-	11.886
Enel Fortuna S.A.	Garantías	28.776	47.724
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	-	10.887
Enel Generación Perú S.A.A.	Expatriados	20.025	44.687

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

Ingresos/ Compañía	Concepto de la transacción	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de marzo de 2023
Enel Generación Perú S.A.A.	Diferencia en Cambio	2.384	-
E-distribucion Redes Digitales	Expatriados	19.725	-
Enel Distribución Chile S.A.	Expatriados	15.932	15.342
Enel North América INC	Expatriados	15.420	-
Gridspertise S.R.L.	Diferencia en cambio	7.971	30.272
Enel Italia SPA.	Diferencia en cambio	5.847	13.077
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	2	16.087
Enel Grids S.R.L.	Diferencia en cambio	-	2.243.764
Enel Grids S.R.L.	Expatriados	-	19.875
Enel Green Power Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	344.754
Enel Green Power Romania S.R.L.	Diferencia en cambio	-	199.267
Transmisora Energia Renovable S.A.	Diferencia en cambio	-	184.912
Enel X S.R.L.	Diferencia en cambio	-	149.600
Enel Global Trading S.p.A.	Expatriados	-	96.624
Enel Global Trading S.p.A.	Diferencia en cambio	-	44.331
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Operación e intereses	-	39.700
Enel Chile S.A.	Diferencia en cambio	-	34.901
Energia Y Servicios South America SPA	Diferencia en cambio	-	2.357
Enel Iberia S.R.L.U.	Diferencia en cambio	-	1.354
Generadora de Occidente Ltda	Diferencia en cambio	-	15
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	-	15
Renovables De Guatemala S.A.	Diferencia en cambio	-	9
Total		\$ 15.481.191	\$ 35.825.349

- (1) El aumento corresponde principalmente al contrato de venta de energía a partir del 01 de enero de 2024 para cobertura de la demanda de Enel X Colombia S.A.S E.S.P., por 12 GWh-m vs el año 2023 4GWh.
- (2) Durante el primer trimestre del año 2024 se realizaron dos desembolsos de créditos por parte de la Compañía a la sociedad Enel X Colombia S.A.S E.S.P., generando ingresos financieros por \$50.653 e intereses de mora sobre facturas de venta de energía por \$37.796.
- (3) La disminución corresponde principalmente a la finalización del contrato de mantenimiento preventivo de los cargadores en Usme Z.E. S.A.S y Fontibón Z.E. S.A.S., concesiones desde marzo y agosto de 2022, respectivamente.
- (4) La disminución corresponde principalmente a la liquidación de los intereses sobre el préstamo otorgado a Usme Z.E. S.A.S. y Fontibón Z.E. S.A.S., en los meses de marzo y agosto de 2022, para el pago de la flota de buses eléctricos a BYD Motor Colombia S.A.S, la liquidación de estos intereses solo se realizó por dos meses en el año 2023, teniendo en cuenta que se recibió el pago del crédito en el mes de febrero 2023.
- (5) 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, la Compañía 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 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 SPA.	Servicios Informáticos (1)	4.069.880	2.971.171
Enel SPA.	Impatriados	490.400	573.659
Enel SPA.	Garantía e intereses	93.334	213.334
Enel SPA.	Diferencia en cambio	28.094	-

Enel Colombia S.A. E.S.P.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(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 Global Services S.R.L.	Servicios informáticos (1)	3.450.272	3.558.087
Enel Global Services S.R.L.	Diferencia en cambio	-	223.469
Enel Global Trading S.p.A.	Servicios informáticos	694.964	232.102
Enel Global Trading S.p.A.	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 Green Power S.p.A. Glo	Servicios informáticos (1)	366.610	1.743.560
Enel Green Power S.p.A. Glo	Diferencia en cambio	113.020	1.758.752
Enel Green Power S.p.A. Glo	Impatriados	58.092	2.150
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	188.792
Fontibón Z.E. S.A.S	Gasto Financiero	125.817	139.782
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
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.	Impatriados	-	107.956
Enel Fortuna S.A.	Diferencia en cambio	927	8.569
Enel Chile.	Impatriados	25.637	62.765
Enel Chile.	Diferencia en cambio	729	25.992
Enel Generación Chile S.A.	Diferencia en cambio	727	630
Enel Generación Chile S.A.	Impatriados	-	64.994
Enel Distribución Chile S.A.	Diferencia en cambio	44	-
Enel Distribución Chile S.A.	Impatriados	-	26.658
Generadora Montecristo S.A.	Diferencia en cambio	2	-
Fundación Enel Colombia.	Donaciones (2)	-	1.912.202
Enel Green Power Romania Srl	Impatriados	-	472.398
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	Dispon. infraestructura (3)	-	446.620
Transmisora Energía Renovable S.A.	Diferencia en cambio	-	318.125
Enel Iberia S.R.L.	Impatriados	-	97.761
Endesa Energía S.A.	Diferencia en cambio	-	11.148
Total		\$ 16.608.567	\$ 20.006.781

(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 Infraestructure, 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 S.A.

(3) La disminución corresponde a la finalización de los contratos de Administración y disponibilidad de infraestructura de la Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. teniendo en cuenta la venta de esta sociedad a partir del 01 de diciembre de 2023.

Junta Directiva y personal clave de la gerencia

Junta Directiva

La Compañía 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 Compañía tenga la calidad de emisor de valores, el 25% de los miembros de la Junta Directiva serán independientes en los términos de ley. La

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

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 2024. En la Compañía se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

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

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

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

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
Martínez Ortiz Astrid	26.747	32.134
Soto Losada Carolina	26.747	32.134
Tabares Ángel Jorge Andrés	26.747	32.134
Caldas Rico Andrés	26.747	21.574
Tommasi Luciano	26.747	-
Rubio Díaz Lucio	-	32.134
Total general	\$ 187.229	\$ 224.938

Personal clave de la gerencia

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

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

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
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 clave de la Compañía 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

Planes de incentivos al personal clave de la gerencia

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

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

9. Inventarios, neto

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1)	\$ 332.525.623	\$ 297.948.735
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
Inventario en tránsito	-	19.906.311
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
Total, inventarios	\$ 490.546.779	\$ 502.366.448

(1) Los materiales y accesorios están compuestos:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Repuestos y materiales (a)	\$ 346.066.692	\$ 310.765.574
Provisión de materiales (b)	(6.629.303)	(6.767.447)
Total, otros inventarios	\$ 339.437.389	\$ 303.998.127

- a) Los materiales y repuestos corresponden a elementos que son utilizados en el proceso de construcción de proyectos, reparaciones y/o mantenimientos de las plantas de generación, subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024.

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

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.

- b) Al 31 de marzo de 2024 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.
- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte al 31 de marzo de 2024 y con respecto al corte del 31 de diciembre de 2023, debido al desarrollo del Fenómeno Niño en el país en 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 elementos que se requieren dentro del proceso de reposiciones, reparaciones y/o mantenimientos de las subestaciones, redes de distribución de alta, media y baja tensión y redes de alumbrado público, de acuerdo con las contingencias presentadas y el plan de mantenimiento e inversiones definido por la Compañía para el año 2024.
- (4) Al 31 de marzo de 2024 se tienen 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:

Reconocimiento bonos de Carbono		
Mes/Año de emisión	Cantidad certificados emitidos	Valor Bonos
nov-20	2.691.628	\$ 18.755.788
mar-21	1.396.818	19.415.770
feb-22	1.167.444	16.485.062
sep-23	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 a 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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
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 de la Compañía, evaluar y analizar los escenarios de venta del proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo, por lo que este activo se clasifica como activo mantenido para la venta.

11. Activos por impuesto sobre la renta

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

La discriminación del activo por impuesto de renta de cada periodo corresponde a:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Autorretenciones a favor 2020	\$ 2.420.336	\$ 2.420.336
Autorretenciones a favor 2019	1.002.035	1.002.035
Menor valor de anticipo 2020	2.420.336	2.420.336
Total activos por impuestos corrientes	\$ 5.842.707	\$ 5.842.707

12. Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

Títulos Participativos en Acciones	Actividad Económica	Relación	Acciones Ordinarias (*)	% Participación (%)	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Renovables de Guatemala S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	19.244.655	99,9999%	\$ 1.376.398.652	\$ 1.364.429.147
Enel Panamá CAM S.R.L. (1)	Servicios Públicos	Subsidiaria	3.000	99,9667%	1.235.533.037	1.184.933.111
Enel Costa Rica S.A. (2)	Servicios Públicos	Subsidiaria	27.500.000	100,0000%	220.694.608	223.824.533
Generadora de Occidente Ltda.	Servicios Públicos	Subsidiaria	16.099.080	99,0000%	164.706.270	156.857.240
Generadora Montecristo S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	381.995	99,9987%	102.375.431	99.788.852
Tecnoguat S.A.	Servicios Públicos	Subsidiaria	23.211	75,0000%	54.660.465	55.751.304
Colombia ZE S.A.S. (3)	Servicios	Asociada	5.186.737	20,0000%	32.413.891	35.991.820
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. (4)	Inversión	Subsidiaria	50.368	100,0000%	11.709.393	11.253.701
Crédito Facil Codensa S.A. (5)	Inversión	Asociada	15.678	48,9938%	9.807.187	10.054.168
Enel Renovable S.R.L.	Servicios Públicos	Subsidiaria	1	0,9901%	8.756.332	8.693.990
Enel Guatemala S.A. (6)	Servicios Públicos	Subsidiaria	672.079	99,9900%	7.563.704	7.700.777
Enel X Way Colombia S.A.S. (7)	Servicios	Asociada	6.014	40,0000%	5.589.996	5.514.141
Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (8)	Inversión	Asociada	12.500	20,0000%	2.524.115	3.180.589
Deterioro de Inversiones						
Enel Costa Rica S.A. (9)					(132.637.177)	(132.637.177)
					\$ 3.100.095.904	\$ 3.035.336.196

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

El Grupo está conformado por siete (7) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá, el Grupo opera una (1) planta de generación hidroeléctrica y nueve (9) plantas de generación fotovoltaicas, una (1) de estas plantas de generación fotovoltaicas se encuentran en proceso de construcción al 31 de marzo de 2024.

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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

- (2) Enel Costa Rica CAM S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales. La Compañía es de origen costarricense, tiene su domicilio y oficinas principales en San José, el plazo social de la entidad jurídica es por 99 años, iniciando el 11 de septiembre de 1991, por lo tanto, finaliza el 11 de septiembre del 2090.

La Compañía tiene por objeto social el diseño, mercadeo y construcción de sistemas para conservación de energía eléctrica en todo tipo de edificios públicos o privados, producción de energía para fines comerciales, industriales y de agricultura, y todo tipo de comercio relacionado con lo anterior.

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

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

- (3) De acuerdo con el acta N° 10 de la reunión extraordinaria Asamblea del accionista único Colombia ZE S.A.S. del 19 de julio de 2022, se realizó cesión de acciones que se tenían de Bogotá ZE S.A.S. a Colombia ZE S.A.S. por \$31.724.801.

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

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

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

- (4) Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el gobierno nacional de las compañías electrificadoras.
- (5) 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 la Compañía tiene influencia significativa.
- (6) Enel Guatemala S.A. es una sociedad anónima mercantil constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas. La compañía es de origen guatemalteco, tiene su domicilio en la ciudad de Guatemala. El término de duración es indefinido.
La Compañía fue constituida mediante escritura pública No. 23 autorizada el 4 de noviembre de 1999 por el Notario Ana Beatriz Ponce Rivera de Ibagüen, e inscrita en el Registro Mercantil bajo el número de Registro 42426, folio 55, libro 136 de Sociedades con fecha 15 de noviembre

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

de 1999 y tiene por objeto principal comercializar, comprar y vender bloques de energía eléctrica con carácter de intermediación.

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

- Generadora de Occidente Limitada.
 - Tecnoguat S.A.
 - Generadora Montecristo S.A.
 - Renovables de Guatemala S.A.
- (7) 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 adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera una inversión asociada de la Compañía porque la participación es del 40,00% y tiene influencia significativa.
- (8) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. “La Rolita”, es una compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; la Compañía tiene una participación del 20% de las acciones de esta sociedad, inscritas en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.
- (9) Corresponde al deterioro de la inversión que tenía Enel Costa Rica CAM S.A., sobre Energía Global Operaciones S.A., por \$101.108.667, atendiendo las pérdidas acumuladas que venía arrastrando dicha entidad y para Chucas S.A. se presentó un deterioro de la inversión, asociada a los indicadores de deterioro de los activos en concesión de dicha entidad por \$31.528.510.

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

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

La información financiera al 31 de marzo de 2024 de las sociedades sobre las cuales la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado intermedio de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$22.202.484	\$7.761.345	\$29.963.829	\$18.254.436	\$ -	\$11.709.393	\$29.963.829

Estado intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (pérdida) del período
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$26.046.605	\$(25.094.419)	\$(144.566)	\$(351.931)	\$455.689

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

Compañías Centroamérica:

Estado intermedio de Situación Financiera:

	Activo Corriente	Activo No Corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	\$213.758.026	\$1.169.779.929	\$1.383.537.955	\$6.873.766	\$264.161	\$1.376.400.028	\$1.383.537.955
Enel Panamá CAM S.R.L.	478.932.684	1.104.977.713	1.583.910.397	320.845.205	123.070.054	1.139.995.138	1.583.910.397
Enel Costa Rica S.A.	18.887.658	71.783.400	90.671.058	2.359.641	253.986	88.057.431	90.671.058
Generadora de Occidente Ltda.	47.000.802	134.206.044	181.206.846	3.232.428	11.604.448	166.369.970	181.206.846
Generadora Montecristo, S.A.	250.734.240	76.849.755	327.583.995	189.477.788	35.729.445	102.376.762	327.583.995
Tecnoguat, S.A.	12.323.456	63.176.489	75.499.945	2.619.325	-	72.880.620	75.499.945
Enel Renovable S.R.L.	25.591.909	233.739.235	259.331.144	177.717.182	9.841.554	71.772.408	259.331.144
Enel Guatemala S.A.	34.029.171	22.234.829	56.264.000	37.055.245	11.644.295	7.564.460	56.264.000

Estado intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (pérdida) del período
Renovables de Guatemala, S.A.	\$28.297.513	\$(21.479.825)	\$ 11.444	\$ (1.983.735)	\$ 4.845.397
Enel Panamá CAM S.R.L.	137.744.947	(65.613.590)	(7.649.254)	(19.287.082)	45.195.021
Enel Costa Rica S.A.	15.304.406	(16.715.888)	(3.427.454)	1.144.931	(3.694.005)
Generadora de Occidente Ltda.	14.788.214	(6.373.849)	(136.307)	(1.041.338)	7.236.720
Generadora Montecristo, S.A.	2.734.588	(1.509.051)	1.066.428	(191.671)	2.100.294
Tecnoguat, S.A.	4.020.111	(5.547.452)	2.001	(357.728)	(1.883.068)
Enel Renovable S.R.L.	14.116.150	(7.871.225)	(2.800.323)	(1.767.498)	1.677.104
Enel Guatemala S.A.	45.353.319	(45.424.591)	(98.196)	(10.417)	(179.885)

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 la Compañía tiene participación directa es la siguiente:

Compañías Colombia:

Estado de Situación Financiera:

	Activo corriente	Activo no corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$18.368.731	\$7.549.663	\$25.918.394	\$14.655.585	\$9.108	\$11.253.701	\$25.918.394

Estado intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado de otras inversiones	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (perdida) del período
Colombia ZE S.A.S.	\$ -	\$(43.045)	\$183.904	\$(35.291.994)	\$(50.825)	\$(35.201.960)
Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.	511.830	(132.723)	3.329	-	(68.471)	313.965
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	4.592.334	(5.326.959)	4.060	-	157.768	(572.797)

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

Compañías Centroamérica:

Estado de Situación Financiera:

	Activo Corriente	Activo No Corriente	Total Activo	Pasivo corriente	Pasivo no corriente	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio
Renovables de Guatemala, S.A.	\$208.845.785	\$1.169.908.831	\$1.378.754.616	\$14.324.105	\$ -	\$1.364.430.511	\$1.378.754.616
Enel Panamá CAM S.R.L. (*)	446.419.519	1.059.104.051	1.505.523.570	297.767.983	117.849.864	1.089.905.723	1.505.523.570
Enel Costa Rica S.A.	19.691.506	74.451.879	94.143.385	2.705.249	250.780	91.187.356	94.143.385
Generadora de Occidente Ltda.	43.508.679	134.149.641	177.658.320	7.534.662	11.682.001	158.441.657	177.658.320
Generadora Montecristo, S.A.	237.791.534	76.880.216	314.671.750	179.149.702	35.731.899	99.790.149	314.671.750
Tecnoguat, S.A.	14.948.199	63.114.860	78.063.059	3.727.987	-	74.335.072	78.063.059
Enel Renovable S.R.L. (**)	16.316.320	235.956.031	252.272.351	173.484.291	8.780.755	70.007.305	252.272.351
Enel Guatemala S.A. (***)	49.077.261	21.418.353	70.495.614	51.983.153	10.810.914	7.701.547	70.495.614

Estado intermedio de Resultados

	Ingresos	Costos y Gastos	Resultado Financiero	Resultado en Venta de Activos	Impuestos sobre sociedades y diferido	Utilidad (pérdida) del periodo
Renovables de Guatemala, S.A.	\$ 38.457.241	\$(25.076.415)	\$ 33.963	\$ -	\$(2.934.599)	\$10.480.190
Enel Panamá CAM S.R.L.	129.077.416	(60.534.495)	(4.863.859)	-	(31.278.924)	32.400.138
Enel Costa Rica S.A.	10.867.326	(15.487.476)	(3.517.689)	9.351	645.149	(7.483.339)
Generadora de Occidente Ltda.	13.614.586	(6.662.409)	(253.615)	-	(961.537)	5.737.025
Generadora Montecristo, S.A.	2.670.100	(1.878.222)	2.200.060	-	(219.808)	2.772.130
PH Chucús S.A.	11.137.318	(12.014.129)	(6.670.996)	-	-	(7.547.807)
Tecnoguat, S.A.	4.354.788	(2.855.349)	(323)	-	(349.681)	1.149.435
Enel Renovable S.R.L.	16.971.012	(7.655.085)	(3.681.951)	-	(1.097.162)	4.536.814
Enel Guatemala S.A.	50.664.039	(54.197.908)	(97.565)	-	(204.857)	(3.836.291)
Llano Sanchez Power One S.R.L.	-	-	-	-	-	-
Transmisora de Energía Renovable, S.A.	2.666.730	(992.752)	13.493	-	(189.152)	1.498.319
Generadora Solar Tole, S.R.L.	-	(1.414)	-	-	-	(1.414)

(*) En el mes de junio de 2023, se realiza transferencia de las acciones que se tenía por parte de la Compañía en la sociedad PH Chucas S.A., a Enel Costa Rica CAM S.A.; de esta manera se deja de tener participación directa en la sociedad PH Chucas S.A.

(**) Reconocimiento en el resultado de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable, S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta y en Generadora Solar Tole, S.R.L. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

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

La información financiera al 31 de marzo de 2024 de las asociadas es la siguiente:

	Total Activo	Total Pasivo	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio	Utilidad/Pérdida del periodo
Colombia ZE S.A.S.	\$162.512.021	\$442.567	\$162.069.454	\$162.512.021	\$(15.612.236)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	21.641.560	9.020.985	12.620.575	21.641.560	(3.282.371)
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.199.387	182.187	20.017.200	20.199.387	(504.107)
Enel X Way Colombia S.A.S.	14.034.822	59.832	13.974.990	14.034.822	53.717

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 asociadas es la siguiente:

	Total Activo	Total Pasivo	Patrimonio	Total Pasivo y Patrimonio	Utilidad/Pérdida del periodo
Colombia ZE S.A.S.	\$180.209.041	\$249.941	\$179.959.100	\$180.209.041	\$ -
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	22.562.897	6.659.954	15.902.943	22.562.897	2.365.177
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	20.545.153	23.846	20.521.307	20.545.153	(346.281)
Enel X Way Colombia S.A.S.	13.833.424	48.072	13.785.352	13.833.424	-

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

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

Compañías Colombia:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	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
Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.	\$ 455.689	\$ (572.797)
Enel X Way Colombia S.A.S	21.487	-
Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento)	(246.981)	(169.656)
Operadora Distrital de Transporte S.A.S.	(656.474)	473.035
Colombia ZE S.A.S.	(3.122.447)	(7.040.392)
Sociedad Portuaria Cartagena S.A. (*)	-	313.934
Total	\$ (3.548.726)	\$ (6.995.876)

(*) Reconocimiento en el resultado de la inversión en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. antes de la reclasificación como mantenido para la venta, la cual se materializó en noviembre 30 de 2023.

Compañías Centroamérica:

Efecto en resultado método participación patrimonial	Ingreso/Gasto	
	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
Enel Panamá CAM S.R.L.	\$ 45.179.971	\$ 32.389.349
Generadora de Occidente, Ltda.	7.164.353	5.679.655
Renovables de Guatemala, S.A.	4.845.392	10.480.180
Generadora Montecristo, S.A.	2.100.267	2.772.094
Enel Renovable S.R.L.	16.605	44.919
Enel Guatemala S.A.	(179.867)	(3.835.907)
Tecnoguat, S.A.	(1.412.301)	862.076
Enel Costa Rica CAM S.A.	(3.694.005)	(7.483.339)
Transmisora de Energía Renovable, S.A. (*)	-	1.498.288
PH Chucás S.A. (*)	-	(2.852.671)
Generadora Solar Tole, S.R.L. (*)	-	(14)
Total	\$ 54.020.415	\$ 39.554.630

(*) Reconocimiento en el resultado del método de participación patrimonial de la inversión a febrero de 2023 en Transmisora de Energía Renovable, S.A. antes de la reclasificación de mantenido para la venta, la cual se materializó en 2023; en PH Chucás S.A. antes de la cesión de acciones de parte de la Compañía a Enel Costa Rica CAM S.A y en Generadora Solar Tole, S.R.L. antes del proceso de Fusión con Enel Renovable S.R.L.

13. Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto

Activos Intangibles	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Derechos y servidumbres (1)	\$ 88.941.439	\$ 90.083.310
Costos de desarrollo	27.754.821	27.568.973
Licencias	2.508.232	2.598.794
Programas informáticos (2)	336.159.257	332.526.841
Construcciones y avances de obras (3)	283.291.301	334.272.114
Activos intangibles, neto	\$ 738.655.050	\$ 787.050.032
<i>Costo</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	\$ 163.317.110	\$ 163.303.223
Costos de desarrollo	62.868.885	62.528.219
Licencias	90.005.931	89.375.103
Programas Informáticos (2)	895.559.937	849.662.062
Construcciones y avances de obras (3)	283.291.301	334.272.114
Otros recursos intangibles	3.869.414	3.869.414
Activos Intangibles, Bruto	\$ 1.498.912.578	\$ 1.503.010.135
<i>Amortización</i>		
Derechos y Servidumbres (1)	(74.375.671)	(73.219.913)
Costos de desarrollo	(35.114.064)	(34.959.246)

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

Activos Intangibles	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Licencias	(87.497.699)	(86.776.309)
Programas Informáticos (2)	(559.400.680)	(517.135.221)
Otros Activos Intangibles Identificables	(3.869.414)	(3.869.414)
Amortización Acumulada de Activos Intangibles	(760.257.528)	(715.960.103)

- (1) 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 están: 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, esta prima tiene una vida útil de 20 años de acuerdo con la vigencia de los beneficios tributarios.

La amortización al 31 de marzo de 2024 y 2023 corresponde a \$1.155.758 y \$745.389, respectivamente.

- (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) \$1.833.011, proyectos relacionados con las plataformas SAP ERP \$964.434; ERP Evolutivos \$229.434, licencias y otros programas \$605.537.
- (3) Las construcciones y avances de obras están compuestos por las ejecuciones y adquisiciones de los proyectos que se relacionan a continuación:

Proyecto	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Obligaciones ambientales impuestas por la CAR -Cadena Río Bogotá	83.842.207	92.226.429
Bd -Valledupar-Chemesky-windpeshi	57.896.392	13.915.312
Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT	23.909.776	13.332.087
Bd- solar - Atlántico PV	20.831.487	19.640.861
Bd - solar - Guayepo	17.506.291	20.220.111
Bd - Chinú-Sahagun	14.483.092	34.032.123
Bd - wind Tumawind	10.741.233	483.553
Maintenance remote control	9.764.990	965.473
Smart Meter y Smart Tracking	8.997.348	15.148.809
Nuevos desarrollos Digital Hub	7.430.953	30.090.392
Arora-Complex project advanced mon.	6.513.684	4.203.451
Cybersecurity	4.431.415	5.322.080
Plam Data	3.904.260	9.871.506
Desarrollo de nuevas soluciones	3.803.200	934.162
Liquidadores CFC, project y NewCo	3.629.199	6.530.196
Salesforce	2.364.214	5.494.897
Proyectos market GDS	2.346.420	11.780.731
Sistemas de servicio centralizado para garantizar la eficiencia y la eficacia de todas las actividades y proyectos relacionados con las plataformas ERP	494.305	4.299.032
Proyecto Billing Faro	398.919	19.839.064
Foundation layer –GR&3DM	1.916	6.929.030
Resource allocation optimization	-	4.093.499
Bd- solar- El Paso Extension	-	4.090.591
Network analysis tool	-	3.542.093
Otros proyectos corporativos y comerciales - ICT y renovables	-	3.389.407

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

Proyecto	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Desarrollo herramienta de captura de datos para cálculo de margen de contribución)	-	2.567.710
Global Fonto office	-	1.033.100
CROSS Nuevos desarrollos de tecnologías cruzadas	-	166.212
BD - solar - Fundación y La Loma	-	130.203
Total Construcciones en Curso	\$ 283.291.301	\$ 334.272.114

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

	Costos de Desarrollo	Derechos y Servidumbres	Licencias	Programas Informáticos	Construcciones y avances de obras	Activos Intangibles
Saldo inicial a 1 de enero de 2023	\$ 37.254.821	\$ 94.720.232	\$ 5.961.305	\$ 300.554.189	\$ 352.264.644	\$ 790.755.191
Movimientos en activos intangibles 2023						
Adiciones	-	-	-	-	141.858.476	141.858.476
Trasposos	772.809	(13.887)	677.762	158.393.196	(159.829.880)	-
Amortización	(561.842)	(4.623.035)	(4.040.273)	(126.420.544)	-	(135.645.694)
Retiros	(9.896.815)	-	-	-	(21.126)	(9.917.941)
Total, movimientos en activos intangibles identificables	(9.685.848)	(4.636.922)	(3.362.511)	31.972.652	(17.992.530)	(3.705.159)
Saldo Final 31 de diciembre de 2023	\$ 27.568.973	\$ 90.083.310	\$ 2.598.794	\$ 332.526.841	\$ 334.272.114	\$ 787.050.032
Movimientos en activos intangibles 2024						
Adiciones (*)	-	13.771	-	-	5.907.379	5.921.150
Trasposos	340.667	-	630.828	45.897.875	(46.869.370)	-
Amortización	(154.819)	(1.155.642)	(721.390)	(42.265.459)	-	(44.297.310)
Otros decrementos (**)	-	-	-	-	(10.018.822)	(10.018.822)
Total, movimientos en activos intangibles identificables	185.848	(1.141.871)	(90.562)	3.632.416	(50.980.813)	(48.394.982)
Saldo final 31 de marzo de 2024	\$ 27.754.821	\$ 88.941.439	\$ 2.508.232	\$ 336.159.257	\$ 283.291.301	\$ 738.655.050

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

Principales proyectos	Del 1 enero al 31 de marzo de 2024	Del 1 enero al 31 de diciembre de 2023
Asistencias E-home	\$ 2.044.903	\$ 9.262.684
Proyecto Atlantico	1.702.145	6.034.863
Aplicaciones móviles de proyectos GDS	1.265.946	1.203.281
Otros Proyectos	908.156	125.357.648
Total	\$ 5.921.150	\$ 141.858.476

(**) 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

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

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, la Compañía 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.

Al 31 de marzo de 2024 la Compañía no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

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		
Concepto	2024	2023
Derechos y servidumbres	30	30
Costos de Desarrollo	6	6
Licencias	3	3
Programas informáticos	2	3

14. Propiedades, planta y equipo, neto

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos	\$ 14.299.111.952	\$ 14.221.773.822
Plantas de generación hidroeléctrica	6.660.731.305	6.687.448.856
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	6.297.594.914	6.173.638.662
Renovables	735.783.934	744.904.032
Plantas de generación termoeléctrica	605.001.799	615.782.272
Construcción en curso (1) (*)	2.676.500.073	2.629.913.172
Edificios	968.899.109	931.837.574
Terrenos	495.249.136	482.222.477
Arrendamientos financieros	228.164.596	223.105.663
Activos por uso NIIF 16	228.164.596	223.105.663
Terrenos	119.510.986	120.173.194
Edificios	100.500.035	93.165.498
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	8.153.575	9.766.971
Instalaciones fijas y otras	73.156.035	60.840.961
Otras instalaciones	66.070.287	53.997.550
Instalaciones fijas y accesorios	7.085.748	6.843.411
Propiedades, plantas y equipos, neto	\$ 18.741.080.901	\$ 18.549.693.669
Costo		
Plantas y equipos	24.519.725.342	24.285.315.178
Plantas de generación hidroeléctrica	10.351.262.288	10.337.931.127
Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución	12.288.567.937	12.066.229.731
Renovables	794.244.731	796.363.997
Plantas de generación termoeléctrica	1.085.650.386	1.084.790.323
Construcción en curso	2.676.500.073	2.629.913.172
Edificios	1.115.409.332	1.070.633.018
Terrenos	495.249.136	482.222.477
Arrendamientos financieros	300.972.725	290.157.561
Instalaciones fijas y otras	839.602	839.602
Activos por uso NIIF 16	300.133.123	289.317.959
Terrenos	139.443.530	139.443.530
Edificios	110.676.219	101.582.000
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	50.013.374	48.292.429
Instalaciones fijas accesorios y otras	289.324.460	272.184.438
Otras instalaciones	259.924.673	243.463.592
Instalaciones fijas y accesorios	29.399.787	28.720.846
Propiedades, plantas y equipos, bruto	\$ 29.397.181.068	\$ 29.030.425.844
Depreciación y deterioro del valor de propiedad, planta y equipo		

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

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Plantas y equipos (**)	(10.220.613.390)	(10.063.541.356)
Plantas de generación hidroeléctrica	(3.690.530.983)	(3.650.482.271)
Subestaciones, instalaciones y redes de distribución	(5.990.973.023)	(5.892.591.069)
Renovables	(58.460.797)	(51.459.965)
Plantas de generación termoeléctrica	(480.648.587)	(469.008.051)
Edificios	(146.510.223)	(138.795.444)
Arrendamientos financieros	(72.808.129)	(67.051.898)
Instalaciones fijas y otras	(839.602)	(839.602)
Activos por uso NIIF 16	(71.968.527)	(66.212.296)
Terrenos	(19.932.544)	(19.270.336)
Edificios	(10.176.184)	(8.416.502)
Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)	(41.859.799)	(38.525.458)
Instalaciones fijas, accesorios y otras	(216.168.425)	(211.343.477)
Instalaciones fijas y accesorios	(22.314.039)	(21.877.435)
Otras instalaciones	(193.854.386)	(189.466.042)
Depreciación y deterioro acumulado	\$ (10.656.100.167)	\$ (10.480.732.175)

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

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

(1) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por la Compañía al 31 de marzo de 2024:

Principales proyectos	Al 31 de marzo de 2024
Proyectos de energía renovable:	
Solar Guayepo	\$ 1.281.237.873
Solar El Paso	46.456.787
Solar La Loma	40.467.891
Solar Fundación	34.228.817
Líneas, redes y subestaciones	1.086.298.247
Mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación	117.135.857
Otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución	36.458.621
Iluminación pública	34.215.980
Total	\$ 2.676.500.073

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Saldo inicial al 1 de enero de 2023	\$3.531.082.403	\$424.059.853	\$411.709.705	\$7.603.044.006	\$5.515.002.570	\$55.632.259	\$226.251.492	\$17.766.782.288
Adiciones	2.610.871.822	-	-	-	687.630	-	29.947.329	2.641.506.781
Trasposos	(2.376.375.631)	63.496.375	541.626.966	684.738.642	1.062.569.622	23.944.026	-	-
Retiros	-	(860.050)	(2.803)	(276.367)	(9.077.269)	(19.225)	(9.567.651)	(19.803.365)
Gasto por depreciación	-	-	(18.322.278)	(234.616.798)	(395.543.891)	(18.986.985)	(23.525.507)	(690.995.459)
Otros incrementos (decrementos)	16.324.710	-	-	(136.625.975)	-	563.871	-	(119.737.394)
Movimientos de activos mantenidos para la venta Windpeshi	(405.210.273)	-	-	-	-	-	-	(405.210.273)
Movimientos Central Cartagena (Deterioro) Recuperación de propiedad planta y equipo	-	(4.473.701)	(3.174.016)	(10.493.876)	-	(292.985)	-	(18.434.578)
	(746.779.859)	-	-	142.365.528	-	-	-	(604.414.331)
Total movimientos	(901.169.231)	58.162.624	520.127.869	445.091.154	658.636.092	5.208.702	(3.145.829)	782.911.381
Saldo final 31 de diciembre de 2023	\$ 2.629.913.172	\$ 482.222.477	\$ 931.837.574	\$ 8.048.135.160	\$ 6.173.638.662	\$ 60.840.961	\$ 223.105.663	\$ 18.549.693.669
Adiciones (a)	379.008.357	-	-	-	1.445.807	-	11.220.798	391.674.962
Trasposos(b)	(323.749.618)	13.044.175	44.776.314	25.554.732	223.257.357	17.117.040	-	-
Retiros (c)	-	(3.629)	-	(47.344)	(928.033)	-	(72.400)	(1.051.406)
Gasto por depreciación	-	-	(7.714.779)	(58.767.627)	(99.818.879)	(4.824.946)	(6.089.465)	(177.215.696)

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

	Plantas y Equipos							
	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios	Plantas de Generación Hidroeléctrica, termoeléctrica y renovables	Subestaciones, Instalaciones y Redes de Distribución	Instalaciones Fijas, accesorios y otros	Arrendamientos Financieros	Propiedades, Planta y Equipo
Otros incrementos (decrementos) (d)	(8.671.838)	(13.887)	-	(13.357.883)	-	22.980	-	(22.020.628)
Total movimientos	46.586.901	13.026.659	37.061.535	(46.618.122)	123.956.252	12.315.074	5.058.933	191.387.232
Saldo final 31 de marzo de 2024	\$ 2.676.500.073	\$ 495.249.136	\$ 968.899.109	\$ 8.001.517.038	\$ 6.297.594.914	\$ 73.156.035	\$ 228.164.596	\$ 18.741.080.901

(a) 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
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, mobiliarios, equipos de cómputo y comunicación 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
Solar Fundación, la Loma y e Paso	Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos	5.982.002
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
CH- Paraiso	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
Total		\$ 391.674.962

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

Proyecto	Total activación
Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT), transformadores de distribución e iluminación pública	\$ 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 Paraiso	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
Total	\$ 323.749.618

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

- (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 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 principalmente a la actualización del VPN de desmantelamientos y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por \$(22.020.628).

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

Al 31 de marzo de 2024 la Compañía 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 de la Compañía, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios. Adicionalmente no se identificaron indicios de deterioro.

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

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		
Edificios	35	35
Terrenos	27	27
Vehículos	1	1

15. 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)	15.668.089	6.897.349	204.468.009	16.042.420	5.712.746	199.455.731
	\$ 1.313.903.160	\$ 173.462.074	\$ 7.735.923.425	\$ 2.004.950.025	\$ 169.395.839	\$7.210.819.788

(1) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 31 de marzo de 2024 es el siguiente:

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

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:

Serie	Tasa EA	Tipo de tasa	Corriente					1 a 2 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
			Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente							
E4-2020	4,70%	Fija	1.165.748	250.000.000	251.165.748	-	-	-	-	-	-	
E7-17	6,46%	Fija	824.600	200.000.000	200.824.600	-	-	-	-	-	-	
B10-14	14,37%	Variable	3.181.242	186.410.405	189.591.647	-	-	-	-	-	-	
B15-09	16,86%	Variable	56.721.389	-	56.721.389	-	-	-	-	-	-	
B12-18	14,11%	Variable	4.813.120	-	4.813.120	-	-	-	-	160.000.000	160.000.000	
B12-13	15,44%	Variable	3.607.338	-	3.607.338	193.340.000	-	-	-	-	193.340.000	
B7-20	12,85%	Variable	3.081.750	-	3.081.750	-	250.000.000	-	-	-	250.000.000	
B12-13	15,66%	Variable	3.050.904	-	3.050.904	362.959.025	-	-	-	-	362.959.025	
E7-18	6,74%	Fija	2.952.000	-	2.952.000	200.000.000	-	-	-	-	200.000.000	
B16-14	14,72%	Variable	2.837.088	-	2.837.088	-	-	-	-	162.412.457	162.412.457	
B10-19	14,07%	Variable	1.811.000	-	1.811.000	-	-	-	-	200.000.000	200.000.000	
B15-12	14,16%	Variable	1.383.400	-	1.383.400	-	-	199.919.873	-	-	199.919.873	
			\$ 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) El detalle de las obligaciones por préstamos de deuda a 31 de marzo de 2024 es el siguiente:

Descripción	Tasa EA	Fecha Vto.	Menor a 90 días	Mayor a 90 días	Total Corriente	1 a 2 años	2 a 3 años	3 a 4 años	4 a 5 años	5 a 10 años	Total no corriente
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

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

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

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							
Banco de Bogotá S.A.	15,81%	10/02/2024	\$ 408.636.624	\$ -	\$ 408.636.624	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Banco de Occidente	15,35%	28/08/2024	4.266.193	320.000.000	324.266.193	-	-	-	-	-	-
Mufg bank	17,53%	13/09/2024	2.321.246	279.440.000	281.761.246	-	-	-	-	-	-
Bancolombia S.A.	16,21%	28/08/2024	1.052.425	75.000.000	76.052.425	-	-	-	-	-	-
Banco BBVA Colombia S.A.	13,72%	14/01/2025	39.640.858	33.333.333	72.974.191	33.333.333	-	-	-	-	33.333.333
Bancolombia S.A.	13,13%	15/07/2026	10.819.650	60.000.000	70.819.650	60.000.000	60.000.000	-	-	-	120.000.000
Mufg bank	17,05%	12/04/2028	24.795.977	-	24.795.977	113.937.500	227.875.000	227.875.000	113.937.500	-	683.625.000
Bancolombia S.A.	15,18%	5/04/2028	16.881.920	-	16.881.920	-	-	-	480.000.000	-	480.000.000
International Finance Corporativo	16,17%	15/10/2031	16.710.754	-	16.710.754	-	-	-	60.557.850	1.134.415.602	1.194.973.452
Bancolombia S.A.	14,54%	15/07/2026	1.346.670	15.000.000	16.346.670	15.000.000	15.000.000	-	-	-	30.000.000
Bancolombia S.A.	14,69%	28/07/2028	10.348.352	-	10.348.352	-	-	411.000.000	-	-	411.000.000
Scotiabank Colpatria S.A.	13,66%	14/05/2026	6.702.071	-	6.702.071	-	400.000.000	-	-	-	400.000.000
Bancolombia S.A.	13,92%	28/04/2029	5.978.646	-	5.978.646	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	50.000.000	250.000.000
Bancolombia S.A.	16,04%	30/11/2029	4.848.960	-	4.848.960	-	-	-	-	360.000.000	360.000.000
Banco de Bogotá S.A.	14,43%	5/04/2026	930.011	2.556.496	3.486.507	3.408.661	1.136.220	-	-	-	4.544.881
Bancolombia S.A.	13,21%	30/11/2026	2.957.760	-	2.957.760	-	260.000.000	-	-	-	260.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	13,98%	19/10/2027	2.734.300	-	2.734.300	-	-	100.000.000	-	-	100.000.000
Banco BBVA Colombia S.A.	5,80%	2/11/2026	2.014.801	-	2.014.801	-	215.000.000	-	-	-	215.000.000
Bancolombia S.A.	13,78%	30/11/2027	1.749.733	-	1.749.733	-	-	150.000.000	-	-	150.000.000
Bancolombia S.A.	16,89%	21/12/2027	1.458.875	-	1.458.875	-	-	300.000.000	-	-	300.000.000
Bancolombia S.A.	14,50%	30/11/2028	1.089.597	-	1.089.597	-	-	-	89.000.000	-	89.000.000
Bancolombia S.A.	13,63%	23/12/2027	649.000	-	649.000	-	-	200.000.000	-	-	200.000.000
Banco Itáu CorpBanca Colombia S.A.	13,01%	6/01/2024	383.336	-	383.336	-	-	-	-	-	-
Banco Itáu 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.
- La Compañía 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, la Compañía 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, la Compañía 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 la Compañía 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:

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

Derivado	Subyacente	Banco	Factor Riesgo	Fecha		Nocional Activo	Moneda	Tasa Fijada	Corriente
				Vencimiento					
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
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	31/01/2025		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	Inversiones/proyecto	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.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(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	4.722,00	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		183000	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		183000	USD	4.104,95	43.868
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	1/04/2024		175000	USD	4.080,25	41.641
Forward	Cobertura.FX.Pago.CERE	BNP Paribas	Cash Flow Hedge	3/09/2024		154000	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
Terrenos (a)	\$ 8.374.112	\$ 114.547.311	\$ 6.428.715	\$ 107.617.916
Edificios (b)	8.310.664	87.142.359	8.125.791	88.663.174
Vehículos (c)	5.880.662	2.162.883	7.200.660	2.511.357
Redes eléctricas	-	615.456	-	663.284
Total	\$ 22.565.438	\$ 204.468.009	\$ 21.755.166	\$ 199.455.731

(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.

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

- (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.

16. Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre 2023
	Corriente	Corriente
Cuentas por pagar bienes y servicios (1)	\$ 1.233.289.792	\$ 1.831.697.859
Proveedores por compra de energía y gas (2)	658.576.785	671.363.941
Otras cuentas por pagar (3)	243.012.782	253.925.472
Total cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$ 2.134.879.359	\$ 2.756.987.272

- (1) Al 31 de marzo de 2024 el saldo corresponde a cuentas por pagar de bienes servicios mediante operaciones de recaudo con: Banco Colpatría S.A. por \$154.491.637, confirming con Citibank Colombia S.A. por \$55.866.907, y Bancolombia S.A. por \$91.032.570, 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.
- (2) Al 31 de marzo de 2024 las cuentas más relevantes corresponden 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 la Compañía 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.
- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 31 de marzo de 2024 y diciembre 2023 es el siguiente:

	Al 31 de marzo 2024	Al 31 de diciembre 2023
	Corriente	Corriente
Otras cuentas por pagar (a)	\$ 174.097.913	\$ 179.238.496
Saldo a favor de clientes (b)	75.247.875	52.469.426
Recaudo a favor de terceros (c)	(6.333.006)	22.217.550
Total Otras cuentas por pagar	\$ 243.012.782	\$ 253.925.472

Enel Colombia S.A. E.S.P.**Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados**

(En miles de pesos colombianos)

- (a) Al 31 de marzo de 2024 el pasivo a corto plazo corresponde a las adecuaciones obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$136.403.581, 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.
- (b) Corresponde a los saldos a favor de clientes generados principalmente por mayor valor pagado y por ajustes de facturación del segmento de distribución.
- (c) 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.

17. 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	14.923.241	14.218.468	12.946.708
<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	5.005.059	509.027	5.265.427
<i>Desmantelamiento de Asbesto</i>	-	6.018.378	-	5.505.990
Otras provisiones	30.717.883	4.059.504	29.778.244	4.059.504
<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>Otros</i>	-	693.137	-	693.137
Total Provisiones	\$ 191.644.541	\$ 218.219.472	\$ 225.473.844	\$ 195.611.469

- (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.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(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 a la Compañía \$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, la Compañía 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 la Compañía conozca el valor de la liquidación del contrato CEQ-21, debido a que de esta cifra se obtendrán valores adicionales que deben ser reportados como base para la liquidación del Plan de inversión del 1%.

Por su parte, la Contraloría General de la República, en auditoría realizada, determinó 2 hallazgos administrativos sobre el Plan de Inversión 1%, indicando que existe *“incertidumbre en los montos a ejecutar para dar cumplimiento a la obligación de inversión forzosa de no menos del 1%”*. Así mismo determinó que *“no incorporar valores reales al plan de inversión y*

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

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, la Compañía 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.

La Compañía 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, la Compañía 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%. La Compañía 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, la Compañía procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

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

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

De otra parte, teniendo en cuenta que el valor actual liquidado del Plan 1% sigue siendo parcial, la Compañía 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 La Compañía 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 de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.

Respecto a los costos indirectos tales como (Transporte de los participantes, Refrigerios, Kits de identificación, 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

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

pronunciamento 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, la Compañía 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, la Compañía solicitó a la Autoridad Ambiental aclaración y confirmación sobre tres puntos de los costos asociados al cumplimiento de esas disposiciones pueden ser cargados al presupuesto liquidado del plan de inversión del 1%.

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

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

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

2. Aclarar y dar alcance al concepto "buen estado de conservación" de los predios a adquirir a través de la línea "Adquisición de predios y/o mejoras en zonas de páramo, bosques de niebla y áreas de influencia de nacimiento, recarga de acuíferos, estrellas fluviales y rondas hídricas".

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

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

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

En conclusión, para la aceptación de los gastos elegibles con cargo a la inversión forzosa de no menos del 1%, los titulares de licencias ambientales deben soportar técnicamente su contribución a la *“recuperación, preservación, conservación y vigilancia de la cuenca*

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

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 mcte. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del periodo comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo."

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de la Compañía 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

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

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, la Compañía continúa la gestión para la ejecución de las líneas de inversión asociadas a la adquisición de predios y construcción de PTARD.

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

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

Dada la falta de predios para compra desde el pasado 02 de enero de 2023 se realizó la radicación de la solicitud de apertura de la nueva línea de inversión Instrumentación y monitoreo de recurso hídrico a la ANLA. El 13 de febrero, 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.

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

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 hizo entrega del Informe de Cumplimiento Ambiental (ICA) N° 27, en el cual se presentó todo el avance del Plan 1% correspondiente al segundo semestre del año 2022.

La ANLA, posteriormente, en comunicación recibida por Enel (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 el 29 de mayo de 2023 (Radicado ANLA N° 2023-620-015879-2).

El 07 de marzo de 2023, Enel Colombia 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, la Compañía dio respuesta a la ANLA (radicado N°20236200172712), al requerimiento del artículo décimo cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

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

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

De otra parte, la Compañía 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 la Compañía, 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 de la Compañía 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 la Compañía, 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

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

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 la Compañía, 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 la Compañía 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” la Compañía 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, la Compañía 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.

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 la Compañía, para la construcción de la PTARD en el corregimiento San Antonio del Pescado.

El 29 de septiembre de 2023, la CAM informa mediante radicado 13909 2023-S que es pertinente presentar el avalúo actualizado del predio el Danubio.

Mediante Resolución N°002992 del 18 diciembre de 2023 la ANLA evalúa el programa de cumplimiento de la obligación de la inversión forzosa de no menos del 1% informa lo siguiente:

Artículo primero: Aceptar a la Compañía 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 la Compañía:

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 la Compañía, 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

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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.
3. Incluir en la base de liquidación de la inversión forzosa de no menos del 1%, el costo de adquisición o expropiación de los predios, legalizados en el año 2022.
4. Presentar la información técnica del predio La Victoria ubicado en el municipio de Altamira, para evaluación por parte de esta Autoridad.
5. Presentar la siguiente información para el predio El Desengaño:
 - a. Soporte financiero del tercer pago, por la suma de \$122.322.546, equivalente al 40% de su adquisición.
 - b. Avalúo comercial adquirido con recursos de la inversión forzosa de no menos del 1%; adjuntando los soportes del pago del avalúo por la suma de \$4.757.569.
 - c. Presentar la caracterización biótica, física y socioeconómica.
 - d. Presentar el avalúo comercial del predio La Reserva- Lote 8 ubicado en el municipio de Paicol.
 - e. Presentar la información de los análisis jurídicos realizados al predio Bella María ubicado en el municipio de Saladoblanco el cual ya cuenta con aval del COLAP y concepto de la CAM.

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 plan de inversión 1%. Proyecto Hidroeléctrico el Quimbo" a desarrollarse en los municipios de: Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, Garzón, Agrado, Pital, Gigante, Elías, Timaná, Acevedo, Palestina, Oporapa, Saladoblanco, San Agustín, Isnos y Pitalito, dirigido a 595 participantes, en cumplimiento parcial de la obligación de Inversión Forzosa de no menos del 1%, compuesto por los siguientes cursos:

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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

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

1. Presentar un documento avalado por el Sena, en el que se especifique el número de horas de instructor requeridas para la formación de los 595 promotores ambientales en los 17 municipio, para cursos de 35 estudiantes, indicando su costo.
2. Excluir del presupuesto la suma de \$952.000, valor que corresponde al costo del Ítem “Recurso Humano - Aprendices”. La Sociedad podrá incluir en el presupuesto gastos de transporte y alimentación (refrigerios) para los participantes, para los días que van a asistir al proceso de formación, dichos gastos deberán ser soportados financieramente.
3. Excluir del presupuesto de costos de material didáctico los siguientes ítems, los cuales no se consideran necesarios para la actividad de formación de promotores ambientales.

Mediante radicado 20246200208272 del 26 de febrero de 2024 la Compañía, 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 la Compañía, 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, la Compañía 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, la Compañía 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, la Compañía 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 la Compañía en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, la Compañía fue notificada a través de correo electrónico, de la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca “Por la cual se establece un Plan de Compensación Ambiental y se toman otras determinaciones”. Esta resolución impone un Plan de Compensación por un valor de \$96.680.772.

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

El 28 de julio de 2020 la Compañía interpuso recurso de reposición a la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020 expedida por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca. Posteriormente mediante la Resolución DGEN N°20217000244 de 16 de junio de 2021, la cual resuelve el recurso y queda en firme la Resolución DGEN No. 20207100872 del 10 de julio de 2020, se toma la decisión bajo la estrategia jurídica y legal presentar demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la cuál fue radicada ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca el pasado 25 de noviembre de 2021.

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, la Compañía 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. La Compañía 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 mantenimiento)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

- La Loma: Ubicado en el departamento del Cesar, con licencia ambiental expedida bajo la resolución 2200 de 9 de noviembre de 2019 otorgada por la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales), la licencia otorgada a la sociedad EGP Fotovoltaica La Loma S.A.S. la cual incluye las etapas preoperativa, constructiva, operativa y post operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, obras hidráulicas entre otras.

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

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

Las sanciones al cierre de marzo de 2024 corresponden a:

Provisión Sanciones	Valor provisión
<i>Ministerio De Ambiente Y Desarrollo Sostenible</i>	10.579.305
<i>Corporación Autónoma Regional Del Alto Magdalena</i>	5.660.184
<i>Superintendencia de Servicios públicos</i>	2.300.000
<i>Corporación Autónoma Del Guavio</i>	334.814
<i>Autoridad Nacional De Licencias Ambientales</i>	229.364
Saldo final al 31 de marzo de 2024	<u><u>\$19.103.667</u></u>

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:

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

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	7.667.226,00
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) 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, la Compañía reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

Exportación de transformadores contaminados

El 11 de noviembre de 2014, se firmó el contrato con LITO S.A.S. que tenía como objeto realizar el proceso de disposición de los transformadores contaminados con PCBs, previa autorización del permiso de tránsito fronterizo por parte de la ANLA (Autoridad Nacional de Licencias Ambientales). Sin embargo, en 2015 la naviera MAERSK se encontró limitada durante el período de autorización a realizar el transporte acordado, teniendo en cuenta la existencia del período de restricciones de transporte exclusivo de alimentos con destino a Europa.

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

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados la Compañía 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 la Compañía 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, la Compañía 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 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, la Compañía 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 la Compañía aplica la CINIIF 23, “Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias”, la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el “tratamiento impositivo incierto” como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la

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

cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

- (8) Corresponde a los valores comprometidos por la Compañía en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con La Compañía 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.

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	\$ 27.165.176	\$ 26.061.621	\$ 323.234.008	\$ 7.776.127	\$ 421.085.313
Incremento (Decremento)	8.093.545	3.091.454	939.639	-	-	12.124.638
Provisión utilizada	(1.207.366)	(1.028.535)	-	(4.880.048)	-	(7.115.949)
Actualización efecto financiero	390.297	(73.812)	-	(15.537.257)	-	15.220.772
Recuperaciones	(1.009.217)	-	-	-	-	(1.009.217)
Total movimientos en provisiones	6.267.259	1.989.107	939.639	(20.417.305)	-	(11.221.300)
Saldo final al 31 de marzo de 2024	\$ 43.115.640	\$ 29.154.283	\$ 27.001.260	\$ 302.816.703	\$ 7.776.127	\$ 409.864.013

18. Pasivos por impuestos

Impuesto sobre la renta

El impuesto a la renta por pagar se presenta a continuación:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuesto de renta corriente (1)	\$ 332.286.342	\$ 1.626.595.255
Impuesto por pagar año anterior (2)	204.206.141	-
Descuentos tributarios y retención en la fuente	(21.318.680)	(82.108.072)
Autorretenciones otros conceptos	(80.440.402)	(322.583.980)
Autorretenciones de retención en la fuente	(97.549.728)	(403.011.850)
Anticipo de renta	-	(452.711.244)
Pasivos por impuestos corrientes	\$ 337.183.673	\$ 366.180.109

- (1) El pasivo por impuesto de renta corriente por pagar está compuesto por:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período	\$ 336.984.349	\$ 1.658.943.717
Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral	(4.698.007)	(32.348.462)
	\$ 332.286.342	\$ 1.626.595.255

A marzo de 2024 se presenta un impuesto de renta corriente por \$332.286.324 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de renta en el año 2025.

- (2) Corresponde al pasivo que se encuentra pendiente de pago a la DIAN, el cual se realizará en el mes de mayo de 2024.

Las declaraciones de renta de los años gravables 2017, 2018, 2019, 2020, 2021 y 2022 se

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

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 los años gravables 2024 y 2023, la tarifa es del 35%, por el método de causación y se determina con base en la utilidad comercial depurada de acuerdo con la normatividad tributaria vigente.

Precios de Transferencia

Los contribuyentes del impuesto de renta que celebren operaciones con vinculados económicos o partes relacionadas del exterior, están obligados a determinar, para efectos del impuesto sobre la renta, sus ingresos ordinarios y extraordinarios, sus costos y deducciones, sus activos y pasivos, considerando para estas operaciones los precios y márgenes de utilidad que se hubieran utilizado en operaciones comparables con entidades independientes.

Los deberes formales del año 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.

Contrato de estabilidad jurídica

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la Compañía, perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

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

Monto de inversión y Plazos: Las inversiones de la Compañía relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.143. Antes de la puesta en operación 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 partir del 1 de enero de 2011.

Obligaciones de las Partes

a. Obligaciones de la Compañía:

- Cumplir con el monto de la inversión planeada para la construcción y puesta en marcha del proyecto hidroeléctrico El Quimbo.
- Pagar la prima de conformidad con lo estipulado en el parágrafo 2 de la cláusula 2 del contrato de estabilidad jurídica. Según la inversión inicial se pagó una prima por \$9.612.891 (consignada

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

el 23 de diciembre de 2010) y se debe ajustar en el evento en que se realicen aumentos en el monto de la inversión. En diciembre de 2014, la Compañía pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021, marzo 2023, diciembre de 2023 y marzo 2024, la Compañía 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 la Compañía contratará anualmente a un tercero especialista para la revisión de compromisos adquiridos.
- b. Obligaciones de la Nación:
- Garantizar por 20 años la estabilidad de las normas incluidas en el contrato (con favorabilidad) para el proyecto El Quimbo.

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

19. Otros pasivos no financieros

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Anticipos por venta de energía (1)	\$ 159.404.712	\$ 174.548.030
Impuestos distintos a la renta (2)	118.249.231	137.030.095
Anticipos de clientes por uso de redes	36.529.618	25.478.449
Ingresos diferidos	3.818.047	3.818.047
	\$ 318.001.608	\$ 340.874.621

(1) La variación corresponde principalmente a la disminución del anticipo de compras de energía por \$15.143.315 a Air-e S.A.S. E.S.P.

(2) Al 31 de marzo de 2024, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

	Al 31 de marzo de 2024	Al 31 de diciembre de 2023
Provisión para pago de impuestos (*)	\$ 52.602.449	\$ 46.952.290
Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines (*)	65.646.782	90.077.805
	\$ 118.249.231	\$ 137.030.095

(*) La variación del período corresponde a provisión para pago de impuestos, ésta corresponde a la provisión de ICA que generó incremento de \$5.650.159; respecto a los impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines se presentó disminución de (\$24.431.023) que lo corresponde a las retenciones en la fuente, retención de ICA e IVA.

20. 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)	\$ 92.456.454	\$ 1.053.641	\$ 90.249.166	\$ 3.246.556
Obligaciones por beneficios definidos post-empleo (2)	26.242.554	457.422.962	33.442.032	496.526.650
Beneficios por planes de retiro	4.956.829		5.723.712	

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

Otras obligaciones	315.481	80.662
	<u>\$ 123.971.318</u>	<u>\$ 458.476.603</u>
	<u>\$ 129.495.572</u>	<u>\$ 499.773.206</u>

- (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 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.
- (2) 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 \$986.503 y costo del servicio corriente \$211.161.

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

Pensiones de jubilación.

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

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

El pasivo reconocido en el estado intermedio separado condensado de situación financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado intermedio separado condensado 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

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

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

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

Cesantías retroactivas

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

Beneficios de largo plazo

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

Los costos esperados de estos beneficios se devengan durante el 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 Plan de beneficios definidos
	Pensiones (a)	Beneficios	Cesantías retroactivas	Quinquenios		
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
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)

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

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
Saldo final al 31 de diciembre de 2022	\$ 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

Convención colectiva de trabajo

Convención Colectiva – 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 la Compañía 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%
- Se Incrementarán todos los auxilios y beneficios convencionales en IPC, a partir del año 2023.
- Durante los próximos 5 años, se realizará la unificación gradual de beneficios como primas, evaluación de desempeño, bono de energía y auxilio de transporte. Para ello, se tomará como referente los porcentajes o valores más altos.
- Se tendrá un nuevo préstamo de vehículo híbrido o eléctrico, por valor de 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.

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

Convención Colectiva - 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. Contra el mismo tanto Enel Colombia S.A. E.S.P. como el sindicato interpusieron el recurso de anulación correspondiente, el cual fue admitido y está pendiente de ser remitido a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral para que sea resuelto en última instancia.

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

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

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 el cual la Organización Sindical interpone nuevamente recurso de anulación el cual sube a Corte Suprema de Justicia para ser estudiado.

Actualmente el recurso de anulación se encuentra en la Corte Suprema de justicia.

21. Impuestos diferidos, neto

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

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

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Incremento (Decremento) por Impuestos Diferidos en Otros Resultados Integrales	Saldo final al 31 de marzo de 2024
Otras provisiones (1)	90.729.062	20.993.510	-	111.722.572
Obligaciones de aportación definida	84.311.386	(1.594.435)	(12.235)	82.704.716
Forward y swap	14.670.914	(203.903)	4.912.979	19.379.990
Impuesto diferido activo	189.711.362	19.195.172	4.900.744	213.807.278
Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2)	(472.363.061)	(23.492.752)	-	(495.855.813)
Metodo de participación CAM	(82.084.198)	1.705.435	-	(80.378.763)
Otros	(342.068)	6.578	-	(335.490)
Impuesto diferido pasivo	(554.789.327)	(21.780.739)	-	(576.570.066)
Impuesto diferido pasivo, neto	(\$365.077.965)	(\$2.585.567)	\$4.900.744	(362.762.788)

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

	Saldo inicial al 31 de diciembre de 2023	Incremento (Decremento) por impuestos diferidos en Resultados	Saldo final al 31 de marzo 2024
Provisiones de trabajos y servicios	\$ 13.330.220	\$14.298.689	\$ 27.628.909
Provisión Obligaciones Laborales (a)	\$ 19.721.110	(\$382.844)	\$ 19.338.266
Otros	\$ 7.428.857	\$7.399.756	\$ 14.828.613
Provisión de Cuentas Incobrables(b)	\$ 45.148.290	\$ 565.010	\$ 45.713.300
Provisión por desmantelamiento	\$ 4.027.794	\$ 185.690	\$ 4.213.484
Provisión Compensación Calidad	\$ 1.072.791	(\$1.072.791)	(\$0)
	\$ 90.729.062	\$20.993.510	\$ 111.722.572

(a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (Transition Fund), provisión expatriados y provisiones e incentivos.

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

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

- Los activos clasificados o que pertenecen al proyecto Quimbo tienen un tratamiento especial: Los activos en el año 2016 se depreciaron de acuerdo con la vida útil clasificada según el tipo de activo de acuerdo con el reglamento vigente hasta dicho año, para el año 2017 a pesar de que la reforma (Ley 1819 de 2016) estableció nuevas tasas para la

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

depreciación, los activos que pertenecen a Quimbo seguirán con las del reglamento ya que este proyecto tiene estabilidad jurídica.

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

La Ley 2151 de 2021 definió que a partir del año 2023 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 31 de marzo de 2024 se presenta a continuación:

	<u>2024 en adelante</u> <u>Renta</u>
Propiedades, planta y equipo	(\$1.421.522.872)
Provisiones y pasivos estimados	\$191.986.720
Instrumentos financieros	\$ 77.191.686
Cartera	\$ 131.302.567
Obligaciones de aportación definida	\$ 232.217.262
Otros	(\$22.778.820)
Subtotal	(\$811.603.457)
Tarifa	35%
Impuesto de renta	(\$284.061.210)
Ganancias ocasionales	\$ 11.181.233
Tarifa	15%
Impuesto	\$ 1.677.185
Total impuesto diferido pasivo	(\$282.384.025)
Método de Participación	\$ 388.457.880
Impuesto Diferido Pasivo	(\$80.378.763)
Total impuesto diferido pasivo	(\$362.762.788)

22. Patrimonio

Capital

El capital autorizado se compone por 286.762.927 acciones, con un valor nominal de \$4.400 por cada acción.

El capital suscrito y pagado, está representado por 148.913.918 acciones ordinarias acciones con valor nominal de \$4.400, distribuidas así:

Composición accionaria al 31 de marzo de 2024 y 31 de diciembre 2023:

	<u>Acciones Ordinarias</u>	
	(%)	Número de
	<u>Participación</u>	<u>Acciones</u>
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

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

Al 31 de marzo de 2024 y diciembre de 2023, la Compañía tiene 244 acciones propias readquiridas, surgidas a partir del proceso de fusión llevado a cabo en el año 2022.

Distribución de Dividendos

Aprobados en el año 2024

La Asamblea General de Accionistas del 21 de marzo de 2024, aprobó la distribución de utilidades y pago de dividendos con cargo a la utilidad neta de 2023 por \$1.806.896.424, 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 \$2.738.253.682, 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.

- (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.

23. Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación.

	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
Venta de energía	\$ 2.750.402.403	\$ 2.498.551.591
Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1)	1.528.834.464	1.502.375.269
Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)	1.182.398.987	960.971.588
Suministro servicio Alumbrado Público (3)	39.168.952	35.204.734
Transporte de Energía (4)	834.904.016	765.941.729
Servicios Empresariales y de Gobierno (5)	110.927.851	121.984.800
Arrendamientos	45.547.191	73.197.077
Venta de Gas	17.223.820	18.550.009
Venta de certificados	118.101	87.018
Venta de agua desmineralizada	-	52
Ingresos de actividades ordinarias	\$ 3.759.123.382	\$ 3.478.312.276
Otros Ingresos	22.485.169	35.601.086
Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación	\$ 3.781.608.551	\$ 3.513.913.362

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

- (1) 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 mercado no regulado al 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.

- (2) Al 31 de marzo de 2024, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 2.334 Gwh, que 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 2024 corresponden a \$429.465.803.

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

	Tarifa Prom Aplicada a 2023	Tarifa Prom Aplicada a marzo 2024	Variación
Gm	337,82	373,15	10,5%
Tm	48,90	53,65	9,7%
Pr	66,27	71,44	7,8%
D	217,82	221,86	1,9%
Rm	17,88	8,86	-50,5%
Cv	69,57	105,37	51,5%
Cu	758,26	834,33	10.03%

Provisión opción tarifaria

Durante 2020 la Compañía 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 Codensa 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 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$288.412.867.

Al 31 de marzo de 2024 se presenta una 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.

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

- (4) Al 31 de marzo de 2024 corresponde principalmente a la facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de la Compañía por otros comercializadores de energía, en los sistemas de distribución local por \$829.152.371 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 \$59.312.549 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

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

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

		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
Ventas de energía	A lo largo del tiempo	\$ 2.750.402.403	\$ 2.498.551.591
Transporte de energía	A lo largo del tiempo	834.904.016	765.941.729
Servicios Empresariales y de Gobierno	A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo	110.927.851	121.984.800
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	118.101	87.018
Venta de agua desmineralizada	En un punto del tiempo	-	52
Total ingresos de actividades		\$ 3.759.123.382	\$ 3.478.312.276
Otros Ingresos de operación		22.485.169	35.601.086
Total ingresos de actividades		\$ 3.781.608.551	\$ 3.513.913.362

Activos y pasivos contractuales.

Activos contractuales.

La Compañía no presenta activos contractuales, ya que los bienes y/o servicios suministrados a los clientes que aún no han sido facturados, generan un derecho incondicional a la contraprestación por parte de los clientes, ya que solo se requiere el paso del tiempo en la exigibilidad de los pagos por parte de los clientes, y la Compañía ha satisfecho todas las obligaciones de desempeño.

Pasivos contractuales.

La Compañía presenta los pasivos del contrato en el estado de situación financiera separado, en el rubro de otros pasivos no financieros corrientes. Los pasivos del contrato reflejan las obligaciones de la Compañía, en la transferencia de bienes y/o servicios a los clientes por los que la entidad ha recibido una contraprestación anticipada.

A continuación, se muestran los pasivos del contrato por categoría:

	Al 31 de 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

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

\$ 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 la Compañía.

– **Venta de gas.**

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

– **Servicios empresariales y de gobierno.**

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

– **Otros ingresos.**

Los otros ingresos presentan obligaciones de desempeño, satisfechas a lo largo del tiempo ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea los bienes y/o servicios comprometidos con los clientes, ejemplo de ingresos reconocidos a lo largo del tiempo son: desviaciones del comercializador, respaldo de energía en el mercado secundario principalmente.

Las obligaciones de desempeño, satisfechas en un punto del tiempo son aquellas que no cumplen para que sean satisfechos los requerimientos a lo largo del tiempo. Algunas obligaciones de desempeño satisfechas en un punto del tiempo presentadas en esta categoría corresponden a suministro de bienes.

Juicios significativos en la aplicación de la norma

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

En cuanto al calendario de satisfacción de las obligaciones de desempeño, tenemos que, para las obligaciones de desempeño satisfechas a lo largo del tiempo, el método de medición del progreso de la satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza por el método del producto, debido a que la compañía tiene derecho a recibir como contraprestación por parte de los clientes, el valor de los bienes y/o servicios suministrados a los clientes, hasta la fecha de su prestación.

Los precios para la prestación del servicio de energía se establecen con base en la regulación y para otros conceptos de acuerdo con lo pactado contractualmente; la Compañía no ofrece descuentos u otro tipo de beneficios a los clientes que pueda tener contraprestación variable en el suministro de bienes y servicios.

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

24. Aprovisionamientos y servicios.

	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
Compras de energía (1)	\$ 1.387.573.211	\$ 1.143.266.695
Costos de transporte de energía (2)	360.568.562	345.103.185
Otros aprovisionamientos variables y servicios	83.897.120	86.550.838
Impuestos asociados al negocio	76.751.555	83.228.979
Consumo de combustible	66.894.687	28.148.472
Compra de gas	13.218.845	18.995.235
	\$ 1.988.903.980	\$ 1.705.293.404

- (1) Al 31 de marzo de 2024 las compras de energía ascienden a 4.027 Gwh; de las cuales las compras 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.

- (2) 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 \$135.945.616; se presenta un incremento por precios de los contratos y mayor IPP e IPC.

25. Gastos financieros

	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
Obligaciones financieras (1)	\$ 285.445.190	\$ 215.276.605
Otros costos financieros (2)	18.820.900	15.514.299
Gravamen a los movimientos financieros (3)	18.240.977	11.984.969
Obligación por beneficios post empleo (4)	9.178.291	9.525.625
Arrendamientos financieros (Leasing) (5)	6.936.547	6.159.791
Intereses de mora impuestos (6)	1.103.327	623.867
Gastos por liquidación y valoración de derivados (7)	272.875	4.420.314
Gastos financieros	339.998.107	263.505.470
Gasto financiero capitalizado	(26.856.429)	(2.982.926)
Gastos financieros, netos	\$ 313.141.678	\$ 260.522.544

- (1) 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.

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 31 de marzo 2024:

Operación	2024	2023
Créditos nacionales y del exterior	\$ 228.447.323	\$ 114.994.023
Bonos emitidos	56.997.867	100.282.582
Total gasto de obligaciones financieras	\$ 285.445.190	\$ 215.276.605

- (2) La variación corresponde a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, Car, río Bogotá, Santa Catalina, Jawalain, San Martín, La Loma, Fundación y El paso) por (\$1.415.051), comisiones e intereses por la constitución de garantías bancarias para la

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

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.

- (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) A 31 de marzo de 2024 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.
- (6) La variación corresponde a la actualización de los intereses de la provisión fiscal por \$320.664, corrección de la autorretención 2023 por \$120.654, intereses impuesto predial por \$35.339 e intereses impuestos municipales por \$2.803.
- (7) La variación corresponde a las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH (Cash Flow Hedge) para la cobertura de las variaciones en las tasas de cambio de los proyectos en ejecución de renovables, Cosenit y Frontera. La variación se vio impactada por el valor de la tasa de cambio en (USD) utilizada en la negociación de forwards al 31 de marzo 2024 (\$3.842,30), versus marzo 2023 (4.627,27).

26. Resultado en venta de activos, neto

	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 en Venta de Activos	\$ (1.330.100)	\$ (884.118)
	<u>\$ (1.330.100)</u>	<u>\$ (884.118)</u>

Al 31 de marzo de 2024 la Compañía presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por (\$1.330.100), correspondientes a:

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.

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

27. 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 la Compañía, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece la Compañía. 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 de la Compañía 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 la Compañía 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. La Compañía 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, la Compañía 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:

- 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%.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

- 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 la Compañía y la EAAB para la operación de la Subestación Río 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

La Compañía enfrenta litigios catalogados como posibles, para los cuales la gerencia con el soporte de sus asesores legales externos e internos, estima que el resultado de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada será favorable para la Compañía y no causarán pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultaren, éstos no afectarán de manera significativa su posición financiera.

A. Litigios calificados como eventuales o posibles:

Los principales litigios que tiene la Compañía al 31 de marzo de 2024 como eventuales son:

a. Proceso Centro Médico de la Sabana PH y otros.

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$337.000.000.

Objeto del juicio: Los demandantes pretenden que la Compañía 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 la Compañía 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

El 2 de agosto de 2019 sale el proceso del despacho, fijando la fecha del 24 de octubre de 2019 para llevar a cabo los testimonios solicitados por las partes y practicar el dictamen pericial que fue solicitado de oficio.

El 21 de agosto de 2019, se requiere a la Compañía 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, la Compañía descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para la Compañía.

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 la Compañía. 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 la Compañía presentó la respectiva oposición.

Al 28 de marzo de 2022, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca, resolvió a favor de la Compañía las apelaciones presentadas por el apoderado de la parte accionante, en lo referente a la nulidad de los dictámenes periciales presentados por la Compañía, para controvertir los dictámenes practicados durante el proceso.

El 24 de marzo de 2022, la parte demandante y la Compañía, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

El 31 de mayo de 2022 el proceso entra al despacho para sentencia de primera instancia.

Al 31 de marzo de 2024, la Compañía 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 de la Compañía. 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 reconvención, 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 reconvención) que había interpuesto la Compañía. 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.

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

Contra esta decisión la Compañía 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 de la Compañía, 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, la Compañía 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 de la Compañía 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.

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.

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

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 la Compañía presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa de la Compañía, 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 la Compañía 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.

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 a la Compañía que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración a la Compañía, 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 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 26 de agosto de 2014 la UAESP y la Compañía suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde la Compañía asumía el 50% equivalente a \$14.432.754; además, la Compañía, 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 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 la Compañía presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, la Compañía 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 la Compañía, 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió a la Compañía, frente a esta situación, la Compañía 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 de la Compañía 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 la Compañía al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones de la Compañía, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; El 25 de julio de 2018 la Compañía 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, la Compañía 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.

La Compañía presentó recurso de apelación por cuanto: i) el Tribunal desconoció que la transacción celebrada por las partes el 26 de junio de 2014 es plenamente válida y, por lo tanto, la UAESP estaba obligada a incorporarla en la liquidación parcial y unilateral del convenio interadministrativo. (Ley 80 de 1993 artículo 60). ii) El Tribunal desconoció la existencia y validez de la transacción contenida en el acuerdo de reliquidación suscrito por las partes el 26 de junio de 2014 y, por consiguiente, su efecto de cosa juzgada (art. 2483 Código Civil). iii) El Tribunal desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable a la Compañía, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

El recurso de apelación fue admitido ante el Consejo de Estado y atendiendo a la congestión que actualmente tiene la administración de justicia, la Compañía considera poder tener fallo no antes de cinco años.

Por su parte, 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 la Compañía.

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

La contingencia se califica como posible o eventual, dado que las afirmaciones del Tribunal son controvertibles a nuestro favor ante el Consejo de Estado, y en atención al fallo en contra de la Compañía, el porcentaje no supera el 50%.

Este litigio está calificado como posible con el 49% y por esta razón no se requiere una dotación de la provisión.

Al 31 de marzo de 2024, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó a la Compañía 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 a la Compañía que no iniciará la actividad de llenado del embalse el Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: El 13 de febrero de 2015 se notificó a la Compañía 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 la Compañía fue notificada del fallo de tutela proferido por el Juez Tercero Penal Circuito especializado de Neiva mediante el cual autorizó a Enel Colombia S.A. E.S.P., de manera inmediata la generación de energía como medida transitoria hasta que el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila decida de fondo sobre el levantamiento o no de la medida cautelar decretada.

Luego de surtida la fase probatoria, el 18 de diciembre de 2020 se profirió fallo desfavorable ordenando lo siguiente:

- a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.
- b) Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible y la Compañía un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elias, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).
- c) Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

d) Exhortar al Ministerio de Ambiente, para que diseñe, lidere y formule una política de protección y recuperación hidrosanitaria del alto, medio y bajo Magdalena.

e) Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, la Compañía 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 la Compañía y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación.

Al 31 de marzo de 2024, la Compañía 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. La Compañía 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 de la Compañía, 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.
Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados
(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"). La Compañía 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"). La Compañía considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico. Adicionalmente, por Ley está prohibido liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal: Al 31 de marzo de 2024 el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila.

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

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 de la Compañía 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. La Compañía ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio.

En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%); las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020.

El 04 de julio de 2023 la Compañía 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 de Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

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 Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Codensa) por parte de un grupo de usuarios buscando una indemnización por las sanciones que impuso Codensa, derivadas de lo establecido en el artículo 54 de la Resolución 108 de 1997 que permitía sancionar a quien dolosamente hubiera alterado la medida de su consumo. Dicho artículo fue declarado nulo posteriormente por el Consejo de Estado, lo que llevo al accionante a interponer la mencionada demanda, aduciendo que Codensa tenía que responder por los dineros cobrados a los usuarios durante la vigencia del artículo antes mencionado. En nuestra defensa, Enel actuó en cumplimiento de un deber 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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 a la Compañía, y así mismo se le indicó al Despacho que los expedientes administrativos solicitados no fueron encontrados en el archivo de la Compañía, 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 la Compañía, se señala su posible responsabilidad en las inundaciones por la operación de las compuertas de la Central Alicachín. No obstante, la operación de las compuertas de la Central Alicachin, no tienen la posibilidad de haber generado estas inundaciones, ya que la descarga en caso tal que se hubiera presentado no alcanza los barrios de Bosa y Kennedy. Adicionalmente el problema de la inundación fue el deficiente estado del acueducto y alcantarillado de la Ciudad.

Estado actual y situación procesal: Este litigio se encuentra en fase probatoria.

El 18 de enero de 2022, se decreta el auto de pruebas, luego de la acumulación de procesos con la misma causa que ordenó el Tribunal Administrativo de Cundinamarca.

El 03 de septiembre de 2023 se corre traslado a la parte accionante y a la Sociedad Norco, ggggpara 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.

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

El 23 de octubre de 2023 la Compañía 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 la Compañía, 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 la Compañía. Por un lado, Consalt International argumenta que Enel Colombia S.A. E.S.P. incumplió con obligaciones asociadas a la obtención de la licencia ambiental del proyecto, gestión social y orden público, lo cual, según el demandante ha generado afectaciones en valor y en tiempo respecto a la planificación inicial del contrato y de su oferta, lo que motivó el ejercicio de la resolución del contrato pactada a su favor, haciéndose efectiva la terminación para Consalt International el 17 de septiembre de 2022. Por su parte Enel inició demanda de reconvenición alegando el abandono de la obra por el contratista y el pago de perjuicios a la Compañía.

Estado actual y situación procesal: Se encuentra en fase inicial.

Una vez contestada la demanda principal y la de reconvenición, posteriormente se tuvo la audiencia de fijación de honorarios de los árbitros el 18 de enero de 2024, la cual no se realizó, por cuanto Consalt International ha presentado reforma a su demanda, y por ello se surtirá nuevamente traslados para que la Compañía pueda contestar.

La demanda fue respondida el 19 de marzo de 2024 y el 10 de abril de 2024, se fijó honorarios 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.

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

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 – RUIAF) 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.

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 - RUIAF) 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.

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

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.

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 la Compañía / corriendo termino para apelar por parte de los demandantes.

El 10 de julio de 2023 se presentaron alegatos finales e ingreso al despacho para fallo de primera instancia el 19 de julio de 2023.

El 2 de noviembre de 2023 se profirió fallo negando todas las pretensiones, y se notificó el fallo el 6 de diciembre de 2023. 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 Gilberther Paredes Y Otros 112.

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$16.857.708.

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

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.

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 a la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. por los perjuicios materiales y morales ocasionados por la afectación a la actividad económica de jornaleros de oficios varios en ciclo corto en el área de influencia directa del proyecto hidroeléctrico el Quimbo, y que, con la construcción del mismo se generó una pérdida de capacidad productiva para cada uno de ellos.

Estado actual y situación procesal: En etapa probatoria.

El 22 de agosto de 2023 se realizó audiencia de pruebas, quedando faltando escuchar interrogatorio a los demandantes y pruebas testimoniales de Enel Colombia S.A. E.S.P., se suspendió y se fijó como fecha para la continuación los días 23 y 24 de enero de 2024. Llegada la fecha se practicaron las pruebas y se espera que el Juez fije nuevas fechas para practicar las pruebas faltantes.

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 Enel 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.

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

Una vez surtida la etapa probatoria, el 17.01.2020 fuimos notificados del fallo de primera instancia favorable para Enel Colombia S.A. E.S.P. emitido por el tribunal administrativo del Huila, el argumento del tribunal es que no se logró demostrar que la causa del deterioro del puente fuera consecuencia de la actividad que realizaba Enel S.A. E.S.P. 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.

v. Acción de Nulidad y Restablecimiento del Derecho de Jesús Hernán Ramírez Almario 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 a Enel para la prestación del servicio público de energía y que no han sido pagados o reconocidos por la Compañía, por tanto se está

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

incumpliendo la Resolución CREG 070/2008 que refiere a la remuneración por uso de activos, solicitando por ello el pago de daño emergente y lucro cesante.

Estado actual y situación procesal: En fase inicial. El 5 de diciembre de 2023 se contestó la demanda.

Al 31 de 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 la Compañía, 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 la Compañía. Por su parte, Mapfre demanda en reconvención y solicita que se declare contractualmente responsable a la Compañía por haber terminado unilateralmente la oferta mercantil el 22 de junio de 2021, así mismo se declare el incumplimiento otras dentro del desarrollo del contrato y se condene al pago de perjuicios.

Estado actual y situación procesal: Se contestó la demanda, oponiéndose a las pretensiones de esta, se fijó por parte del Tribunal de Arbitramento de la Cámara de Comercio de Bogotá, fecha para audiencia de conciliación el 30 de enero de 2024. En esta fecha se llevó a cabo la audiencia de conciliación declarándose fallida ante la falta de fórmulas conciliatorias, por tanto, los árbitros fijaron sus honorarios y el proceso continuará su curso normal.

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

Al 31 de marzo de 2024, el proceso se encuentra aún en etapa probatoria.

28. Sanciones

En el período comprendido entre el 31 de diciembre de 2023 al 31 de marzo de 2024, la Compañía tiene en curso las siguientes sanciones:

Sanciones ambientales

a) La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) confirmó la sanción contra la Compañía por \$2.503.259, por el presunto incumplimiento a la licencia ambiental, en lo relacionado con el retiro de la madera y biomasa producto del aprovechamiento forestal del vaso del embalse del Proyecto hidroeléctrico El Quimbo (en adelante "PHEQ"). Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho la demanda ya fue admitida.

El pasado 24 de febrero de 2023 se notificó la sentencia de primera instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Compañía; en este sentido, en el mes de febrero de 2023 se presentó recurso de apelación contra la sentencia y desde el mes de diciembre de 2023 el proceso se encuentra en despacho en el Consejo de Estado para sentencia de segunda instancia.

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 la Compañía por \$758.864, por infracción a la normatividad ambiental, ya que se realizaron actividades sin tener el permiso ambiental previo como lo establece la norma (Apertura de vía por encima de la cota 720 del PHEQ), la sanción fue disminuida a \$492.700.

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes de diciembre de 2020 se llevó a cabo la audiencia inicial y se practicó el testimonio técnico solicitado por Enel Colombia S.A. E.S.P.; el pasado 6 de abril de 2022, se dio por finalizada la etapa probatoria y se corrió traslado para presentar alegatos de conclusión el 27 de abril de 2022. El proceso se encuentra 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 la Compañía 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:

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

Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Separados

(En miles de pesos colombianos)

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la Compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a la Compañía; 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 porque tenemos sentencia de primera instancia favorable a la Compañía.

- Resolución No. 3816 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a la compañía por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de La Galda.

Se presentó demanda de nulidad y restablecimiento del derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del juzgado séptimo administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P., ante el tribunal administrativo del Huila.

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 a la Compañía y al señor Ruben Dario Mosquera Sierra de los cargos formulados en el auto No. 081 de fecha 29 de agosto de 2019, relacionados con el aprovechamiento forestal indebido de ciertos individuos arbóreos, en consecuencia, de lo anterior, fue impuesta a la Compañía 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 a Enel Colombia S.A., a la sociedad RG Ingeniería Ltda e Ingedere Ltda y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia S.A. E.S.P. la sanción es de \$363.262.

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

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%.

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 la Compañía, por una supuesta infracción ambiental, pues dicha autoridad, considera que la Compañía no cumplió con la obligación establecida en la licencia ambiental, respecto a la concertación de los frentes de aprovechamiento forestal. El valor de la sanción corresponde a la suma de \$47.333.801.

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 la Compañía incumplió el código de medida respecto al cliente Gran Tierra Energy Ltda. por acumular tres fallas en el sistema de medida en un periodo de un año. Contra la sanción se interpuso el recurso de reposición ante la misma SSPD; esta entidad mediante la Resolución No. SSPD 20232400403065 del 21 de julio de 2023 resolvió confirmar la sanción contra la Compañía, y no fue notificada correctamente de esta decisión, por consiguiente, se presentó acción de tutela con

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

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 esta 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, la Compañía incumplió normatividad sobre la medición del consumo y facturó a 53.339 usuarios el servicio de energía eléctrica con base en consumos estimados sin haber acreditado que ello no ocurrió como consecuencia de su acción u omisión. Contra la sanción, se interpuso recurso de reposición ante la misma SSPD, en respuesta, la entidad mediante Resolución No SSPD 20232400436065 del 3 de agosto de 2023 resolvió modificar la sanción impuesta dejando un valor a pagar de COP \$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%.

29. Mercado de derivados energéticos

Generación

En mayo de 2018, la Junta Directiva aprobó el cambio del objeto social de la Compañía, con el fin de poder realizar operaciones en los mercados de derivados con propósitos diferentes a la cobertura del portafolio de contratación. Al 31 de 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, en lo corrido del año 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 a 31 de marzo 2024 ascienden en efectivo a \$2.846.322 y en a TES \$1.069.781 los cuales están a disposición de la Compañía, pero como parte de su operación Trading, deben ser mantenidos como montos mínimos como efectivo y equivalente al efectivo.

Distribución

De acuerdo con la 56233 Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex, la Compañía, intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, participó en este mecanismo de derivados energéticos desde la primera subasta organizada por el promotor el pasado 19 de octubre con destino a atender el mercado regulado. En la primera subasta del mecanismo, se calzo un precio de referencia que le permitió 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 de 2024 no se tienen contratos vigentes bajo este mecanismo.

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

Al 31 de marzo 2024 la valoración de Trading para la Compañía cierra así:

	Operación	MTM	No. Operaciones
Generación	Negocio	188.806	33
Total		\$188.806	33

30. Información sobre valores razonables.

El valor razonable de los activos y pasivos financieros se presenta por el importe al que se podría canjear el instrumento en una transacción corriente entre partes de común acuerdo y no en una transacción forzada o de liquidación, de acuerdo con la política definida.

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

	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.428.420.625	\$ 2.432.840.272
Total de activos financieros	\$ 2.428.420.625	\$ 2.432.840.272
Pasivos financieros (2)		
Bonos emitidos	\$ 2.389.480.592	2.428.362.149
Préstamos bancarios	6.519.473.583	7.453.773.329
Obligaciones por leasing	227.033.447	182.761.926
Total de pasivos	\$ 9.135.987.622	\$ 10.064.897.404
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.507.127	\$ 78.330.801

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 31 de diciembre de 2023

	Valor en libros	Valores razonables
Activos financieros (1)		
Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
Total de activos	\$ 2.449.099.302	\$ 2.452.256.657
Pasivos financieros (2)		
Préstamos Bancarios	\$ 6.635.299.682	\$ 7.473.076.071
Bonos emitidos	2.450.471.339	2.514.682.617
Obligaciones por leasing	221.210.897	214.981.945
Total de pasivos	\$ 9.306.981.918	\$ 10.202.740.633
Activos no financieros (3)		
Bonos de Carbono	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801
Total de activos no financieros	\$ 23.573.288	\$ 78.330.801

- (1) La Compañía evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de marzo 2024, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la

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

cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.

- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares.

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

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, la Compañía no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado, activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

- (3) 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)

31. 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				
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 2.381.894.871	\$ 46.525.754	\$ 2.394.965.018	\$ 54.134.284
Efectivo y equivalentes al efectivo	1.083.413.681	-	1.437.701.171	-
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	19.740.152	-	14.054.079	-
Otros activos financieros	14.739.603	-	13.431.972	-
Total Activos Financieros a Costo Amortizado	\$ 3.499.788.307	\$ 46.525.754	\$ 3.860.152.240	\$ 54.134.284
Valor Razonable con cambios en Resultados				
Otros activos financieros	1.788.348	134.716	3.693.337	198.656
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados	\$ 1.788.348	\$ 134.716	\$ 3.693.337	\$ 198.656
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros activos financieros	1.673.969	26.998.506	2.294.698	30.057.440
Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 1.673.969	\$ 26.998.506	\$ 2.294.698	\$ 30.057.440
Pasivos Financieros				
Costo Amortizado				
Otros pasivos financieros	\$ 1.400.064.197	\$ 7.735.923.425	\$ 2.097.418.166	\$ 7.209.563.752
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	2.134.879.359	-	2.756.987.272	-
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	1.898.076.998	27.434.497	118.805.908	23.696.248

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

Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado	\$ 5.433.020.554	\$ 7.763.357.922	\$ 4.973.211.346	\$ 7.233.260.000
Valor Razonable con cambios en ORI				
Otros pasivos financieros	\$ 87.301.037	\$ -	\$ 76.927.698	1.256.036
Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI	\$ 87.301.037	\$ -	\$ 76.927.698	\$ 1.256.036

32. Segmentos de operación

La Compañía se ha organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9 que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios de la Compañía para revisar y evaluar la gestión de los negocios; y por otra parte, los criterios establecidos en el párrafo 12 de la NIIF 8, teniendo en consideración la agregación de segmentos de operación que tienen características económicas similares.

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

En consecuencia, la Compañía ha definido los siguientes segmentos operativos, cuyos principales productos, servicios y operaciones son como se describen a continuación:

N°	SEGMENTO	OPERACIÓN
1	Generación	<ul style="list-style-type: none"> Generación de energía, y Comercialización de gas Comercialización de bonos de carbono
2	Distribución	<ul style="list-style-type: none"> Distribución y comercialización de Energía Servicio de alumbrado público (infraestructura) y Otros negocios.

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 31 de marzo de 2024.

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

Resultados por segmentos para el periodo enero – marzo de 2024

	Segmentos al 31 de marzo 2024			
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	Total
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$1.546.176.385	\$2.212.946.997	\$ -	\$3.759.123.382
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	157.843.860	60.573.346	(218.417.206)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$1.704.020.245	\$2.273.520.343	\$ (218.417.206)	\$3.759.123.382
Aprovisionamientos y servicios	(900.826.861)	(1.306.494.325)	218.417.206	(1.988.903.980)
Depreciación y amortización	(74.433.358)	(147.079.648)	-	(221.513.006)
Gastos de Personal	(48.661.952)	(78.079.284)	-	(126.741.236)
Otros ingresos (costos)	(35.458.464)	(60.221.259)	-	(95.679.723)
Ingresos por intereses	8.361.788	45.078.676	-	53.440.464
Gastos por intereses	(139.780.391)	(173.361.287)	-	(313.141.678)
Diferencias en Cambio	(3.657.867)	(106.962)	-	(3.764.829)
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	54.020.416	(3.548.727)	-	50.471.689
Resultados en venta y disposición de activos	(47.344)	(1.282.756)	-	(1.330.100)
Otros rubros no monetarios:	\$ 1.151.154	\$ (17.568.145)	-	\$ (16.416.991)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	1.151.154	(17.568.145)	-	(16.416.991)
Utilidad antes de impuestos	\$ 564.687.366	\$ 530.856.626	-	\$ 1.095.543.992
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(147.065.338)	(192.209.576)	-	(339.274.914)
Utilidad neta	\$ 417.622.028	\$ 338.647.050	-	\$ 756.269.078

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

**Resultados por segmentos para el periodo
enero – marzo de 2023**

	Segmentos al 31 de marzo 2023			Total
	Generación	Distribución	Eliminaciones o ajustes	
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos	\$1.521.012.348	\$1.957.299.928	\$ -	\$3.478.312.276
Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones Inter segmentos	157.586.895	55.390.260	(212.977.155)	-
Ingresos de actividades ordinarias	\$1.678.599.243	\$2.012.690.188	\$ (212.977.155)	\$3.478.312.276
Aprovisionamientos y servicios	(706.841.954)	(1.211.428.605)	212.977.155	(1.705.293.404)
Depreciación y amortización	(70.635.929)	(129.137.164)	-	(199.773.093)
Gastos de Personal	(51.627.756)	(72.948.430)	-	(124.576.186)
Otros ingresos (costos)	(12.784.860)	(53.382.262)	-	(66.167.122)
Ingresos por intereses	32.586	68.318.872	-	68.351.458
Gastos por intereses	(118.337.316)	(142.185.228)	-	(260.522.544)
Diferencias en Cambio	17.198.581	498.917	-	17.697.498
Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial	39.868.563	(7.309.809)	-	32.558.754
Resultados en venta y disposición de activos	(85.159)	(798.959)	-	(884.118)
Otros rubros no monetarios:	\$ (1.540.648)	\$ (16.418.437)	-	\$ (17.959.085)
Pérdidas por deterioro de activos financieros	(1.540.648)	(16.418.437)	-	(17.959.085)
Utilidad antes de impuestos	\$ 773.845.351	\$ 447.899.083	-	\$ 1.221.744.434
Gasto (ingreso) por impuesto de renta	(262.590.493)	(160.856.480)	-	(423.446.973)
Utilidad neta	\$ 511.254.858	\$ 287.042.603	-	\$ 798.297.461

**Posición financiera por segmentos al
31 de marzo de 2024**

	Segmentos al 31 de marzo 2024		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 11.018.688.546	\$ 7.722.392.355	\$ 18.741.080.901
Activos Intangibles	325.105.518	413.549.532	738.655.050
Cuentas por cobrar	591.472.212	1.856.688.565	2.448.160.777
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	3.038.051.323	62.044.581	3.100.095.904
Otros Activos	1.448.217.120	933.345.546	2.381.562.666
Total Activos Operativos	\$ 16.421.534.719	\$ 10.988.020.579	\$ 27.409.555.298
Otros pasivos financieros	3.827.521.841	5.395.766.818	9.223.288.659
Cuentas por pagar	1.623.505.309	2.436.885.545	4.060.390.854
Provisiones	354.506.787	55.357.226	409.864.013
Otros Pasivos	817.161.477	783.234.513	1.600.395.990
Total Pasivos Operativos	\$ 6.622.695.414	\$ 8.671.244.102	\$ 15.293.939.516

**Posición financiera por segmentos al
31 de diciembre de 2023**

	Segmentos al 31 de diciembre 2023		
	Generación	Distribución	Total
Propiedades, planta y equipo	\$ 11.018.012.961	\$ 7.531.680.709	\$ 18.549.693.670
Activos Intangibles	340.179.413	446.870.619	787.050.032
Cuentas por cobrar	560.804.447	1.902.348.933	2.463.153.380
Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas	2.969.341.774	65.994.422	3.035.336.196
Otros Activos	1.542.558.728	1.158.407.292	2.700.966.020
Total Activos Operativos	\$ 16.430.897.323	\$ 11.105.301.975	\$ 27.536.199.298
Otros pasivos financieros	3.978.550.159	5.406.615.493	9.385.165.652
Cuentas por pagar	1.078.785.881	1.820.703.547	2.899.489.428
Provisiones	371.764.278	49.321.035	421.085.313
Otros Pasivos	953.929.196	747.472.277	1.701.401.473
Total Pasivos Operativos	\$ 6.383.029.514	\$ 8.024.112.352	\$ 14.407.141.866

33. Temas Relevantes

Autorización construcción y puesta en servicios Parque Solar Guayepo III

El 12 de enero de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., autorizó la construcción y puesta en servicio del parque solar Guayepo III, así como la suscripción y ejecución de todos los

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

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 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

La Compañía, 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 la Compañía 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 Auditoria

El 21 de marzo de 2024 la Junta Directiva de Enel Colombia S.A. E.S.P., nombró los siguientes miembros del Comité de Auditoría:

Principal	Suplente
- Francesco Bertoli	- Monica Cataldo.
- Juan Ricardo Ortega	- Andres Baracaldo Sarmiento.
- Carolina Soto Losada	- 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:

Renglón	Principal	Suplente
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

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

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.

34. 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 la Compañía, 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 la Compañía.

Aprobación del proyecto solar Atlántico Photovoltaic

El 2 de mayo de 2024 en el Global Investment Committee, y el 6 de mayo en la 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 la Compañía de la sentencia desfavorable de segunda instancia proferida el 2 de mayo por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca dentro del proceso 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 indeterminado, 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 de la Compañía. Al empezar la

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

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



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. (la Compañía), que incorpora la información financiera intermedia separada, la cual comprende:

- el estado separado de situación financiera al 31 de marzo de 2024;
- el estado separado de resultados y el estado separado del otro resultado integral por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado separado de cambios en el patrimonio por el período de tres meses que terminó el 31 de marzo de 2024;
- el estado separado 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 separada 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 separada, basada en mi revisión.

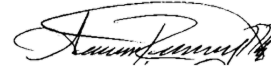
Alcance de la revisión

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 separada 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