

ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS CONDENSADOS  
CONSOLIDADOS

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

Al 30 de junio y por los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2023.

(Con cifras comparativas al 31 de diciembre de 2022 y por los períodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2022).

(Información no auditada con el Informe del Revisor Fiscal).

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

|   | Nota | Al 30 de junio de<br>2023 | Al 31 de diciembre de<br>2022 |
|---|------|---------------------------|-------------------------------|
| <b>ACTIVO</b>   |      |                           |                               |
| <i>Activo Corriente:</i>  |      |                           |                               |
| Efectivo y equivalentes al efectivo                                 | 4    | \$ 2.298.558.430          | \$ 1.215.342.798              |
| Otros activos financieros   | 5    | 36.168.127                | 114.966.645                   |
| Otros activos no financieros  | 6    | 121.410.630               | 167.333.581                   |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto                | 7    | 2.140.393.857             | 1.877.569.647                 |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas                         | 8    | 16.011.499                | 16.090.113                    |
| Inventarios, neto   | 9    | 576.388.873               | 469.017.806                   |
| Activos mantenidos para la venta                                    | 10   | 139.392.912               | 849.007.899                   |
| Activos por impuestos de renta                                      | 11   | 46.988.047                | 16.511.626                    |
| <b>Total activo corriente</b>                                       |      | <b>\$ 5.375.312.375</b>   | <b>\$ 4.725.840.115</b>       |
| <i>Activo No Corriente:</i>   |      |                           |                               |
| Otros activos financieros   | 5    | 408.419.091               | 500.665.883                   |
| Otros activos no financieros  | 6    | 261.763.154               | 252.413.327                   |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto     | 7    | 54.586.324                | 61.470.109                    |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas         | 12   | 57.059.241                | 14.584.815                    |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto                 | 13   | 1.593.683.560             | 2.053.980.064                 |
| Propiedades, planta y equipo, neto                                  | 14   | 22.253.201.612            | 21.902.550.769                |
| Plusvalía   | 15   | 118.258.039               | 135.721.027                   |
| Activos por impuestos diferidos                                     | 16   | 16.057.239                | 16.045.520                    |
| <b>Total activo no corriente</b>                                    |      | <b>\$ 24.763.028.260</b>  | <b>\$ 24.937.431.514</b>      |
| <b>Total activo</b>   |      | <b>\$ 30.138.340.635</b>  | <b>\$ 29.663.271.629</b>      |
| <b>PASIVO Y PATRIMONIO</b>  |      |                           |                               |
| <i>Pasivo corriente:</i>  |      |                           |                               |
| Pasivos financieros   | 17   | 1.763.980.530             | 1.533.889.089                 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar                       | 18   | 2.645.083.426             | 1.956.448.087                 |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas                          | 8    | 3.020.799.973             | 377.013.942                   |
| Otras provisiones   | 19   | 185.483.188               | 240.450.528                   |
| Pasivos por impuestos   | 20   | 176.500.848               | 778.684.744                   |
| Otros pasivos no financieros  | 21   | 366.396.136               | 303.228.538                   |
| Provisiones por beneficios a los empleados                          | 22   | 111.701.042               | 126.210.924                   |
| Pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta | 10   | 2.095.340                 | 114.332.710                   |
| <b>Total pasivo corriente</b>                                       |      | <b>\$ 8.272.040.483</b>   | <b>\$ 5.430.258.562</b>       |
| <i>Pasivo no corriente:</i>   |      |                           |                               |
| Pasivos financieros   | 17   | 6.131.418.058             | 5.930.600.508                 |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar                       | 18   | 282.959.048               | 330.205.607                   |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas                          | 8    | 284.418.821               | 372.569.066                   |
| Otras provisiones   | 19   | 399.075.431               | 327.957.287                   |
| Provisiones por beneficios a los empleados                          | 22   | 444.366.979               | 376.872.392                   |
| Pasivos por impuestos diferidos                                     | 16   | 441.176.124               | 581.439.937                   |
| <b>Total pasivo no corriente</b>                                    |      | <b>7.983.414.461</b>      | <b>7.919.644.797</b>          |
| <b>Total pasivo</b>   |      | <b>\$ 16.255.454.944</b>  | <b>\$ 13.349.903.359</b>      |

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

|  |    |    |                          |                          |
|--|----|----|--------------------------|--------------------------|
| <b>Patrimonio</b>  |    |    |                          |                          |
| Capital emitido  | 23 | \$ | 655.222.313              | \$ 655.222.313           |
| Primas de emisión  |    |    | 113.255.816              | 113.255.816              |
| Primas por fusión  |    |    | 5.448.823.679            | 5.448.823.679            |
| Otras reservas   |    |    | 1.851.635.302            | 1.882.254.998            |
| Costos de capital  |    |    | (6.508.367)              | (6.508.367)              |
| Otro resultado integral (ORI)                                      |    |    | 271.196.689              | 1.080.945.992            |
| <i>Utilidad del período</i>  |    |    | 1.326.580.525            | 2.859.963.898            |
| <i>Utilidades retenidas</i>  |    |    | 545.026.954              | 392.697.042              |
| <i>Pérdidas retenidas</i>  |    |    | (258.367.060)            | (258.367.060)            |
| <i>Utilidad por efecto de conversión a NIIF</i>                    |    |    | 3.267.493.838            | 3.267.493.838            |
| <i>Efecto patrimonial combinación de negocios</i>                  |    |    | (263.850.751)            | (263.850.751)            |
| Ganancias acumuladas   |    |    | 4.616.883.506            | 5.997.936.967            |
| <b>Patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora</b> |    |    | <b>\$ 12.950.508.938</b> | <b>\$ 15.171.931.398</b> |
| Participaciones no controladoras                                   |    |    | 932.376.753              | 1.141.436.872            |
| <b>Total patrimonio</b>  |    |    | <b>\$ 13.882.885.691</b> | <b>\$ 16.313.368.270</b> |
| <b>Total pasivo y patrimonio</b>                                   |    |    | <b>\$ 30.138.340.635</b> | <b>\$ 29.663.271.629</b> |

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

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

 Firmado por  
LUCIANO  
TOMMASI

Luciano Tommasi  
Representante Legal

 Firmado por  
ALBA LUCIA  
SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal

Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.

(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA  
MARTINEZ SABA

Visto por LUZ DARY  
SARMIENTO QUINTERO

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Resultados Intermedio, por Naturaleza, Condensado Consolidado**  
**Por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2023**  
**(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2022)**  
**(En miles de pesos, excepto la utilidad por acción)**

| Nota  | Periodo de seis meses del 1 de enero<br>al 30 de junio de |                         | Periodo de tres meses del 1 de abril<br>al 30 de junio de |                         |                         |
|---|---|-------------------------|---|-------------------------|-------------------------|
|   | 2023  | 2022                    | 2023  | 2022                    |                         |
| Ingresos de actividades ordinarias  | 24  | \$ 7.846.293.064        | \$ 5.190.182.262  | \$ 4.073.456.890        | \$ 3.236.663.591        |
| Otros ingresos de operación   | 24  | 79.308.119              | 347.618.739   | 43.518.344              | 329.996.553             |
| <b>Total, ingresos por actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b> |   | <b>7.925.601.183</b>    | <b>5.537.801.001</b>                                      | <b>4.116.975.234</b>    | <b>3.566.660.144</b>    |
| Aprovisionamientos y servicios  | 25  | (3.826.758.244)         | (2.294.339.869)   | (2.059.686.391)         | (1.556.195.853)         |
| <b>Margen de contribución</b>   |   | <b>\$ 4.098.842.939</b> | <b>\$ 3.243.461.132</b>                                   | <b>\$ 2.057.288.843</b> | <b>\$ 2.010.464.291</b> |
| Otros trabajos realizados por la entidad y capitalizados                        |   | 78.802.221              | 47.066.787  | 41.489.457              | 35.352.817              |
| Gastos de personal  |   | (285.129.918)           | (178.363.726)   | (143.227.234)           | (119.727.915)           |
| Otros gastos fijos, por naturaleza  |   | (411.252.673)           | (241.340.125)   | (217.692.072)           | (165.722.967)           |
| <b>Resultado bruto de operación</b>   |   | <b>3.481.262.569</b>    | <b>2.870.824.068</b>                                      | <b>1.737.858.994</b>    | <b>1.760.366.226</b>    |
| Depreciaciones y amortizaciones   |   | (516.539.225)           | (350.438.569)   | (261.490.295)           | (231.308.580)           |
| Pérdidas por deterioro  |   | (25.608.822)            | (73.234.483)  | (7.535.514)             | (61.730.536)            |
| <b>Resultado de operación</b>   |   | <b>2.939.114.522</b>    | <b>2.447.151.016</b>                                      | <b>1.468.833.185</b>    | <b>1.467.327.110</b>    |
| Ingresos financieros  |   | 174.127.473             | 57.564.689  | 87.597.949              | 44.094.405              |
| Gastos financieros  | 26  | (910.343.758)           | (284.588.341)   | (612.064.292)           | (191.315.830)           |
| Diferencia en cambio, neto  |   | 30.172.771              | (55.223.686)  | 19.611.758              | (61.266.607)            |
| <b>Resultado financiero, neto</b>   |   | <b>(706.043.514)</b>    | <b>(282.247.338)</b>                                      | <b>(504.854.585)</b>    | <b>(208.488.032)</b>    |
| <b>Resultado de otras inversiones</b>   |   |                         |   |                         |                         |
| Resultado de sociedades contabilizadas por el método de participación           | 27  | 17.863.064              | -   | 17.559.684              | -                       |
| Resultados en venta y disposición de activos, neto                              | 28  | (2.232.184)             | (1.082.365)   | (1.357.678)             | (949.029)               |
| <b>Resultados antes de impuestos</b>  |   | <b>2.248.701.888</b>    | <b>2.163.821.313</b>                                      | <b>980.180.606</b>      | <b>1.257.890.049</b>    |
| Gasto por impuestos a las ganancias   |   | (927.212.940)           | (751.770.481)   | (463.204.985)           | (439.595.099)           |
| <b>Utilidad del período</b>   |   | <b>\$ 1.321.488.948</b> | <b>\$ 1.412.050.832</b>                                   | <b>\$ 516.975.621</b>   | <b>\$ 818.294.950</b>   |
| <b>Utilidad atribuible</b>  |   |                         |   |                         |                         |
| A los accionistas   |   | 1.326.580.525           | 1.383.573.366   | 528.283.064             | 800.412.913             |
| Participación no controlada   |   | (5.091.577)             | 28.477.466  | (11.307.443)            | 17.882.037              |
| <b>Utilidad del período</b>   |   | <b>\$ 1.321.488.948</b> | <b>\$ 1.412.050.832</b>                                   | <b>\$ 516.975.621</b>   | <b>\$ 818.294.950</b>   |
| <b>Utilidad por acción básica</b>   |   |                         |   |                         |                         |
| Utilidad por acción básica  |   | 8.908                   | 9.921   | 3.548                   | 5.375                   |
| Número de acciones ordinarias en circulación                                    |   | <b>148.913.918</b>      | <b>148.914.162</b>  | <b>148.914.162</b>      | <b>148.914.162</b>      |

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

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

Firmado por  
LUCIANO TOMMASI

Luciano Tommasi  
Representante Legal

Firmado por  
ALBA LUCIA  
SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

Firmado por  
Andrea Rodriguez Mur

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

Visto por FANNY AZUCENA MARTINEZ  
SABA

(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

4 Visto por LUZ DARY SARMIENTO  
QUINTERO

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado del Otro Resultado Integral Intermedio Condensado Consolidado**  
**Por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2023**  
**(Con cifras comparativas por los periodos de tres y seis meses terminados el 30 de junio de 2022)**  
**(En miles de pesos)**

|  | Periodo de seis meses del 1 de enero<br>al 30 de junio de |                         | Periodo de tres meses del 1 de abril<br>al 30 de junio de |                         |
|--|---|-------------------------|---|-------------------------|
|  | 2023  | 2022                    | 2023  | 2022                    |
| <b>Utilidad del periodo</b>  | <b>\$ 1.321.488.948</b>                                   | <b>\$ 1.412.050.832</b> | <b>\$ 516.975.621</b>                                     | <b>\$ 818.294.950</b>   |
| <b>Componentes de otro resultado integral que no se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>                       |   |                         |   |                         |
| Pérdidas (ganancias) en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI                     | (9.113.385)   | 2.081.836               | (11.256.436)  | 2.246.277               |
| Pérdidas (ganancias) por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos   | (64.690.540)  | 57.922.971              | (20.686.038)  | 46.629.688              |
| Diferencias en conversión de negocios en el extranjero   | (570.360.478)   | 186.006.347             | (400.681.467)   | 342.262.003             |
| Efecto fusión Enel Colombia - pérdidas en nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable con cambios en el ORI   | -   | (28.741)                | -   | -                       |
| Efecto fusión Enel Colombia - pérdidas por nuevas mediciones de planes de beneficios Definidos   | -   | (79.996.688)            | -   | -                       |
| Efecto fusión Enel Colombia - ganancias Efecto conversión moneda presentación  | -   | 268.764.068             | -   | -                       |
| <b>Otro resultado del periodo, antes de impuestos</b>  | <b>\$ (644.164.403)</b>                                   | <b>\$ 434.749.793</b>   | <b>\$ (432.623.941)</b>                                   | <b>\$ 391.137.968</b>   |
| <b>Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del periodo, antes de impuestos:</b>                          |   |                         |   |                         |
| Pérdidas (ganancias) por coberturas de flujos de efectivo  | (247.061.742)   | 120.133.837             | (158.955.154)   | 207.002.531             |
| Efecto fusión Enel Colombia – ganancias por coberturas de flujos de efectivo   | -   | 171.902.542             | -   | -                       |
| <b>Otro resultado que se reclasificará al resultado del periodo, antes de impuestos</b>  | <b>(247.061.742)</b>                                      | <b>292.036.379</b>      | <b>(158.955.154)</b>                                      | <b>207.002.531</b>      |
| <b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b>       |   |                         |   |                         |
| Ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos  | 79.903  | -                       | -   | -                       |
| Efecto fusión Enel Colombia – ganancias por nuevas mediciones de planes de beneficios definidos  | -   | 15.281.807              | -   | -                       |
| Impuesto a las ganancias relativo a dividendos gravados  | -   | (151.255.493)           | -   | (2.560.370)             |
| <b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que no se reclasificará al resultado del periodo</b> | <b>79.903</b>   | <b>(135.973.686)</b>    | <b>-</b>  | <b>(2.560.370)</b>      |
| <b>Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral que se reclasificará al resultado del periodo</b>          |   |                         |   |                         |
| Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo  | 81.396.939  | (29.256.549)            | 55.655.433  | (47.827.857)            |
| Efecto fusión Enel Colombia - Impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo                                    | -   | (83.136.883)            | -   | (36.810.442)            |
| <b>Total impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral se reclasificará al resultado del periodo</b>        | <b>81.396.939</b>   | <b>(112.393.432)</b>    | <b>55.655.433</b>   | <b>(84.638.299)</b>     |
| <b>Total otro resultado integral</b>   | <b>(809.749.303)</b>                                      | <b>478.419.054</b>      | <b>(535.923.662)</b>                                      | <b>510.941.830</b>      |
| <b>Resultado Integral Total</b>  | <b>\$ 511.739.645</b>                                     | <b>\$ 1.890.469.886</b> | <b>\$ (18.948.041)</b>                                    | <b>\$ 1.329.236.780</b> |
| <b>Utilidad atribuible:</b>  |   |                         |   |                         |
| A los accionistas  | 516.831.222   | 1.861.992.420           | (7.640.598)   | 1.311.354.744           |
| Participación no controlada  | (5.091.577)   | 28.477.466              | (11.307.443)  | 17.882.036              |
| <b>Utilidad del periodo</b>  | <b>\$ 511.739.645</b>                                     | <b>\$ 1.890.469.886</b> | <b>\$ (18.948.041)</b>                                    | <b>\$ 1.329.236.780</b> |

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

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

 Firmado por  
LUCIANO  
TOMMASI

Luciano Tommasi  
Representante Legal

 Firmado por  
ALBA LUCIA  
SALCEDO RUEDA

Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T



Andrea Rodriguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA  
5 MARTINEZ SABA

Visto por LUZ DARY  
SARMIENTO QUINTERO

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Cambios en el Patrimonio Intermedio Condensado Consolidado**  
**Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2023**  
**(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022)**  
**(En miles de pesos)**

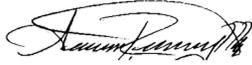
|   | Otras reservas  |                   |                   |                   |               |                     |                   |                 | Otro resultado integral |  |   |                      |                               |                      |                  |                                  |                  |
|---|-----------------|-------------------|-------------------|-------------------|---------------|---------------------|-------------------|-----------------|-------------------------|--|---|----------------------|-------------------------------|----------------------|------------------|----------------------------------|------------------|
|   | Capital emitido | Costos de capital | Primas de emisión | Primas por fusión | Reserva legal | Reserva Estatutaria | Reserva ocasional | Otras reservas  | Total reservas          | Ganancias y pérdidas por nuevas mediciones de instrumentos financieros medidos al valor razonable y cobertura de flujo de efectivo | Ganancias y pérdidas por planes de beneficios definidos | Efecto en conversión | Total otro resultado integral | Ganancias acumuladas | Total patrimonio | Participaciones no controladoras | Total patrimonio |
| <b>Patrimonio inicial al 01-01-2022</b>                   | \$655.222.313   | \$ -              | \$113.255.816     | \$ -              | \$327.611.157 | \$178.127           | \$215.186.398     | \$ -            | \$542.975.682           | \$2.417.587  | (\$20.437.281)  | -                    | (\$18.019.694)                | \$3.808.433.206      | \$5.101.867.323  | \$ 31.247                        | \$5.101.898.570  |
| Resultado integral  | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | 1.383.573.366        | 1.383.573.366    | 28.477.466                       | 1.412.050.832    |
| Utilidad del ejercicio                                    | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | -                    | -                | -                                | 324.382.243      |
| Incrementos (disminuciones) fusión                        | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | 120.333.056  | (64.714.881)  | 268.764.068          | 324.382.243                   | -                    | -                | -                                | 324.382.243      |
| Otro resultado integral                                   | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | 61.362.986   | 57.922.971  | 34.750.854           | 154.036.811                   | -                    | -                | -                                | 154.036.811      |
| Total resultado integral                                  | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | 181.696.042  | (6.791.910)   | 303.514.922          | 478.419.054                   | 1.383.573.366        | 1.861.982.420    | 28.477.466                       | 1.890.469.886    |
| Dividendos  | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | (3.476.239.985)      | (3.476.239.985)  | -                                | (3.476.239.985)  |
| Incrementos (disminuciones) fusión                        | -               | (6.508.367)       | -                 | 5.448.823.679     | 26.454.481    | -                   | 189.950.866       | 1.146.052.277   | 1.362.457.624           | -  | -   | -                    | -                             | 2.782.601.540        | 9.587.374.476    | 916.415.940                      | 10.503.790.416   |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios, patrimonio | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | (23.178.308)      | 738.841         | (22.439.467)            | -  | -   | -                    | -                             | 23.178.308           | 738.841          | -                                | 738.841          |
| <b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>    | -               | (6.508.367)       | -                 | 5.448.823.679     | 26.454.481    | -                   | 166.772.558       | 1.146.791.118   | 1.340.018.157           | 181.696.042  | (6.791.910)   | 303.514.922          | 478.419.054                   | 713.113.229          | 7.973.865.752    | 944.893.406                      | 8.918.759.158    |
| <b>Patrimonio final al 30-06-2022</b>                     | \$655.222.313   | (\$6.508.367)     | \$113.255.816     | \$5.448.823.679   | \$354.065.638 | \$178.127           | \$381.958.956     | \$1.146.791.118 | \$1.882.993.839         | \$184.113.629  | (\$27.229.191)  | 303.514.922          | \$460.399.360                 | \$4.521.546.435      | \$13.075.733.075 | \$944.924.653                    | \$14.020.657.728 |
| <b>Patrimonio inicial al 01-01-2023</b>                   | \$655.222.313   | (\$6.508.367)     | \$113.255.816     | \$5.448.823.679   | \$354.065.638 | \$178.127           | \$381.958.956     | \$1.146.052.277 | \$1.882.254.998         | \$278.975.223  | (\$117.352.484)   | \$919.323.253        | \$1.080.945.992               | \$5.997.936.967      | \$15.171.931.398 | \$1.141.436.872                  | \$16.313.368.270 |
| Resultado integral  | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | 1.326.580.525        | 1.326.580.525    | (5.091.577)                      | 1.321.488.948    |
| Utilidad del ejercicio                                    | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | -                    | -                | -                                | (809.749.303)    |
| Otro resultado integral                                   | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | (174.778.188)  | (64.610.637)  | (570.360.478)        | (809.749.303)                 | 1.326.580.525        | 516.831.222      | (5.091.577)                      | 511.739.645      |
| Total resultado integral                                  | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | (30.619.696)      | -               | (30.619.696)            | (174.778.188)  | (64.610.637)  | (570.360.478)        | (809.749.303)                 | (2.988.387.567)      | (2.989.007.263)  | (103.332.902)                    | (3.102.340.165)  |
| Dividendos decretados                                     | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | -                    | -                | -                                | -                |
| Incrementos (disminuciones) por otros cambios             | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | -                 | -               | -                       | -  | -   | -                    | -                             | 260.753.581          | 260.753.581      | (100.635.640)                    | 160.117.941      |
| <b>Total incremento (disminución) en el patrimonio</b>    | -               | -                 | -                 | -                 | -             | -                   | (30.619.696)      | -               | (30.619.696)            | (174.778.188)  | (64.610.637)  | (570.360.478)        | (809.749.303)                 | (1.381.053.461)      | (2.221.422.460)  | (209.060.119)                    | (2.430.482.579)  |
| <b>Patrimonio final al 30-06-2023</b>                     | \$ 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         | \$104.197.035  | (\$181.963.121)   | \$348.962.775        | \$271.196.689                 | \$4.616.883.506      | \$12.950.508.938 | \$ 932.376.753                   | \$13.882.885.691 |

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

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

  
**Firmado por**  
**LUCIANO**  
**TOMMASI**  
 Luciano Tommasi  
 Representante Legal

  
**Firmado por**  
**ALBA LUCIA**  
**SALCEDO RUEDA**  
 Alba Lucia Salcedo Rueda  
 Contador Público  
 Tarjeta Profesional 40562-T

  
**Firmado por**  
**Andrea Rodríguez Mur**  
 Revisor Fiscal  
 Tarjeta Profesional 145083-T  
 Miembro de KPMG S.A.S.  
 (Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA  
 MARTINEZ SABA

Visto por LUZ DARY  
 SARMIENTO QUINTERO

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y Filiales**  
**Estado de Flujo de Efectivo, Método Directo, Intermedio Condensado Consolidado**  
**Por el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2023**  
**(Cifras comparativas por el periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022)**  
(En miles de pesos)

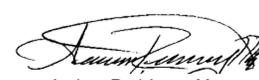
|  | Período de seis meses del<br>1 de enero al 30 de junio de 2023 | Período de seis meses del<br>1 de enero al 30 de junio de 2022 |
|--|--|--|
| Flujos de efectivo procedentes de actividades de operación   |  |  |
| Clases de cobros por actividades de operación:   |  |  |
| Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios                                 | \$ 7.506.064.255   | \$ 5.126.353.044   |
| Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias        | 62.477.692   | 90.564.317   |
| Cobros procedentes de primas y prestaciones, anualidades y otros beneficios de pólizas suscritas     | 57.122.955   | 20.364.937   |
| Otros cobros por actividades de operación  | 1.400.045.865  | 893.307.621  |
| Clases de pagos en efectivo procedentes de actividades de operación:                                 |  |  |
| Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios  | (4.017.038.794)  | (2.251.056.695)  |
| Pagos y/o por cuenta de los empleados  | (229.105.872)  | (143.698.525)  |
| Pagos por primas y prestaciones, anualidades y otras obligaciones derivadas de las pólizas suscritas | (53.380.155)   | (34.049.600)   |
| Otros pagos por actividades de operación   | (1.273.854.107)  | (484.999.421)  |
| <b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>  | <b>3.452.331.839</b>   | <b>3.216.785.678</b>   |
| Intereses recibidos  | -  | 1.681.948  |
| Impuestos a las ganancias pagados  | (1.006.927.937)  | (873.324.713)  |
| Reclasificación de efectivo mantenido para la venta  | (49.018.726)   | (5.564.022)  |
| Otras entradas (salidas) de efectivo   | (118.643.085)  | (56.769.283)   |
| <b>Flujos de efectivo netos procedentes de la operación</b>  | <b>2.277.742.091</b>   | <b>2.282.809.608</b>   |
| Flujos de efectivo (utilizados) provistos en actividades de inversión:                               |  |  |
| Flujos de efectivo procedentes de la pérdida de subsidiarias u otros negocios                        | 99.186.721   | -  |
| Otros cobros por la venta de patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades                   | -  | 41.498.752   |
| Préstamos a entidades relacionadas   | -  | 2.761.171  |
| Otros pagos para adquirir patrimonio o instrumentos de deuda de otras entidades                      | (2.606.240)  | -  |
| Compra de propiedades, planta y equipo e intangibles   | (1.553.096.326)  | (791.426.958)  |
| Compras de otros activos a largo plazo   | (16.400.479)   | -  |
| Pagos derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera (swaps)       | (103.032.473)  | (1.669.541)  |
| Cobros derivados de contratos de futuro, a término, de opciones y de permuta financiera              | 25.179.170   | -  |
| Cobros a entidades relacionadas  | -  | 184.605.997  |
| Intereses recibidos actividades inversión  | 72.700.288   | 17.851.391   |
| Otras entradas (salidas) de efectivo   | (55.285.028)   | 394.464.703  |
| <b>Flujos de efectivo netos (utilizados) en actividades de inversión</b>                             | <b>(1.533.354.367)</b>   | <b>(151.914.485)</b>   |
| Flujos de efectivo procedentes (utilizados) en actividades de financiación:                          |  |  |
| Importes procedentes de la emisión de acciones   | -  | 378.750.000  |
| Importes procedentes de préstamos  | 1.930.909.768  | 1.128.187.771  |
| Préstamos a entidades relacionadas   | -  | 434.109  |
| Pago de préstamos  | (1.071.246.746)  | (715.889.353)  |
| Dividendos pagados accionistas   | (100.912.765)  | (1.382.507.621)  |
| Intereses pagados financiación   | (437.154.917)  | (228.527.133)  |
| Intereses pagados por arrendamientos (NIIF 16)   | (16.343.871)   | (5.340.851)  |
| Pagos de pasivos por arrendamientos (NIIF 16)  | (16.870.641)   | (2.979.782)  |
| Pagos de préstamos a entidades relacionadas  | (40.212.784)   | (39.770.667)   |
| Otras entradas (salidas) de efectivo financiación  | 90.659.864   | (46.731.384)   |
| <b>Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados) en actividades de financiación</b>              | <b>338.827.908</b>   | <b>(914.374.911)</b>   |
| <b>Incremento neto de efectivo y equivalentes al efectivo</b>  | <b>1.083.215.632</b>   | <b>1.216.520.212</b>   |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período   | 1.215.342.798  | 213.701.458  |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período producto de la Fusión                   | -  | 637.056.144  |
| Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período   | <b>\$ 2.298.558.430</b>  | <b>\$ 2.067.277.814</b>  |

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

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

 Firmado por  
LUCIANO TOMMASI  
Luciano Tommasi  
Representante Legal

 Firmado por ALBA  
LUCIA SALCEDO  
RUEDA  
Alba Lucia Salcedo Rueda  
Contador Público  
Tarjeta Profesional 40562-T

 Firmado por  
Andrea Rodríguez Mur  
Revisor Fiscal  
Tarjeta Profesional 145083-T  
Miembro de KPMG S.A.S.  
(Véase mi informe del 11 de agosto de 2023)

Visto por FANNY AZUCENA  
MARTINEZ SABA

7

Visto por LUZ DARY SARMIENTO  
QUINTERO



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

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

### **Introducción**

He revisado la información financiera intermedia condensada consolidada que se adjunta, al 30 de junio de 2023 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), la cual comprende:

- el estado de situación financiera intermedio condensado consolidado al 30 de junio de 2023;
- el estado de resultados intermedio condensado consolidado y el estado del otro resultado integral intermedio condensado consolidado, por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2023;
- el estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado consolidado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023;
- el estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023; y
- las notas a la información financiera intermedia.

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

### **Alcance de la revisión**

He realizado mi revisión de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión 2410 “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad”, incluida en las Normas de Aseguramiento de la Información aceptadas en Colombia. Una revisión de información financiera intermedia consiste en hacer indagaciones, principalmente con las personas responsables de los asuntos financieros y contables, y la aplicación de procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión es sustancialmente menor que el de una auditoría realizada de acuerdo con Normas Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

## Conclusión

Basada en mi revisión, nada ha llamado mi atención que me haga suponer que la información financiera intermedia condensada consolidada al 30 de junio de 2023 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.



Digitally signed by  
Andrea Rodríguez M.  
Date: 2023.08.11  
10:21:47 -05'00'

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

11 de agosto de 2023

**Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales**  
**Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados**  
**Índice**

|            |   |            |
|------------|---|------------|
| <b>1.</b>  | <b>Información General.....</b>   | <b>9</b>   |
| <b>1.1</b> | <b>Ente económico.....</b>  | <b>9</b>   |
| <b>1.2</b> | <b>Comercialización de Gas.....</b>   | <b>21</b>  |
| <b>1.3</b> | <b>Contratos de colaboración empresarial.....</b>                                 | <b>21</b>  |
| <b>1.4</b> | <b>Marco legal y regulatorio.....</b>   | <b>22</b>  |
| <b>2.</b>  | <b>Bases de presentación.....</b>   | <b>47</b>  |
| <b>3.</b>  | <b>Políticas contables.....</b>   | <b>51</b>  |
| <b>4.</b>  | <b>Efectivo y equivalentes al efectivo.....</b>                                   | <b>51</b>  |
| <b>5.</b>  | <b>Otros activos financieros.....</b>   | <b>53</b>  |
| <b>6.</b>  | <b>Otros activos no financieros.....</b>  | <b>56</b>  |
| <b>7.</b>  | <b>Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto.....</b>                  | <b>58</b>  |
| <b>8.</b>  | <b>Saldos y transacciones con partes relacionadas.....</b>                        | <b>62</b>  |
| <b>9.</b>  | <b>Inventarios, neto.....</b>   | <b>68</b>  |
| <b>10.</b> | <b>Activos y pasivos mantenidos para la venta.....</b>                            | <b>69</b>  |
| <b>11.</b> | <b>Activos por impuesto de renta.....</b>   | <b>72</b>  |
| <b>12.</b> | <b>Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas.....</b>           | <b>73</b>  |
| <b>13.</b> | <b>Activos intangibles distintos de la plusvalía, neto.....</b>                   | <b>75</b>  |
| <b>14.</b> | <b>Propiedades, Planta y Equipo, neto.....</b>                                    | <b>78</b>  |
| <b>15.</b> | <b>Plusvalía.....</b>   | <b>83</b>  |
| <b>16.</b> | <b>Impuestos diferidos, neto.....</b>   | <b>84</b>  |
| <b>17.</b> | <b>Pasivos financieros.....</b>   | <b>87</b>  |
| <b>18.</b> | <b>Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar.....</b>                         | <b>92</b>  |
| <b>19.</b> | <b>Otras provisiones.....</b>   | <b>94</b>  |
| <b>20.</b> | <b>Pasivos por impuestos.....</b>   | <b>110</b> |
| <b>21.</b> | <b>Otros pasivos no financieros.....</b>  | <b>114</b> |
| <b>22.</b> | <b>Provisiones por beneficios a los empleados.....</b>                            | <b>115</b> |
| <b>23.</b> | <b>Patrimonio.....</b>  | <b>121</b> |
| <b>24.</b> | <b>Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación.....</b>      | <b>123</b> |
| <b>25.</b> | <b>Aprovisionamientos y servicios.....</b>  | <b>128</b> |
| <b>26.</b> | <b>Gastos financieros.....</b>  | <b>129</b> |
| <b>27.</b> | <b>Resultado de sociedades contabilizadas por el Método de Participación.....</b> | <b>131</b> |
| <b>28.</b> | <b>Resultado en venta y disposición de activos, neto.....</b>                     | <b>132</b> |
| <b>29.</b> | <b>Sanciones.....</b>   | <b>132</b> |
| <b>30.</b> | <b>Contingencias.....</b>   | <b>134</b> |
| <b>31.</b> | <b>Mercado de derivados energéticos.....</b>                                      | <b>149</b> |
| <b>32.</b> | <b>Información sobre valores razonables.....</b>                                  | <b>150</b> |
| <b>33.</b> | <b>Categorías de activos y pasivos financieros.....</b>                           | <b>151</b> |
| <b>34.</b> | <b>Segmentos de Operación.....</b>  | <b>151</b> |
| <b>35.</b> | <b>Hechos relevantes.....</b>   | <b>153</b> |
| <b>36.</b> | <b>Reclasificación en los estados financieros.....</b>                            | <b>155</b> |
| <b>37.</b> | <b>Eventos subsecuentes.....</b>  | <b>155</b> |

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

## Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

### 1. Información General

#### 1.1 Ente económico

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

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

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

La composición accionaria de Enel Colombia S.A. E.S.P. a corte de 30 de junio de 2023 es:

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

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

La situación de Grupo Empresarial inscrita en el registro mercantil de la Cámara de Comercio de Bogotá fue actualizada mediante la inscripción de documento privado del 10 de marzo de 2022, inscrito el 25 de marzo de 2022 bajo el No. 02807497, por medio del cual la sociedad extranjera Enel S.p.A. (Matriz) comunica que ejerce Situación de Control y que se configura Grupo Empresarial de manera directa sobre la sociedad Enel Américas S.A. (Filial) quien a su vez ejerce control de manera directa sobre las sociedades Enel Colombia S.A. E.S.P. y Energía y Servicios South América S.p.A. (Subordinadas). A su vez, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P. (Subordinada), ejerce control de manera directa sobre las sociedades Inversora Codensa S.A.S. (hoy Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.), Fundación Enel Colombia, Guayepo Solar S.A.S., Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S., Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P., Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., Enel Green Power Fotovoltaica La Loma S.A.S. - En liquidación Latamsolar Energías Renovables S.A.S. y Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. (Subordinadas).

Producto de la adquisición del 100% de las acciones de la sociedad Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S., se encuentra pendiente la inscripción en Cámara de Comercio de Bogotá la actualización de la situación de control y grupo empresarial, para indicar que la Compañía ejerce control de manera directa sobre la sociedad Latamsolar Fotovoltaica Sahagún S.A.S. (Subordinada).

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

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

Los estados financieros intermedios condensados consolidados incluyen a Enel Colombia S.A. E.S.P. y a sus filiales. A continuación, se detalla cada una de las compañías, la participación económica que el Grupo tiene sobre ellas y su objeto social al 30 de junio de 2023:

**Tipo de participación directa**

| <b>Compañía</b>                           | <b>% Participación económica</b> |
|---|----------------------------------|
| Enel Costa Rica CAM S.A.                  | 100,00%                          |
| Enel Guatemala S.A.                       | 99,99%                           |
| Enel Panamá CAM S.R.L.                    | 99,97%                           |
| Generadora de Occidente Ltda.             | 99,00%                           |
| Generadora Montecristo S.A.               | 99,99%                           |
| Enel Renovable S.R.L.                     | 0,99%                            |
| Llano Sanchez Solar Power One S.R.L.      | 0,20%                            |
| Tecnoguat S.A.                            | 75,00%                           |
| Transmisora de Energía Renovable S.A.     | 99,99%                           |
| Renovables de Guatemala S.A.              | 99,99%                           |
| Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. | 99,99%                           |
| Enel X Colombia S.A.S. E.S.P.             | 100,00%                          |

**Tipo de participación indirecta**

| <b>Compañía</b>                  | <b>% Participación económica</b> |
|----------------------------------|----------------------------------|
| Generadora Solar Occidente, S.A. | 100,00%                          |
| Enel Fortuna S.A.                | 50,05%                           |
| Energía Global Operaciones S.A.  | 100,00%                          |
| Generadora Solar Austral, S.A.   | 100,00%                          |
| Generadora Solar El Puerto, S.A. | 100,00%                          |
| Jaguito Solar 10MW, S.A.         | 100,00%                          |
| PH Don Pedro S.A.                | 99,46%                           |
| PH Rio Volcán S.A.               | 99,15%                           |
| Progreso Solar 20MW, S.A.        | 100,00%                          |
| P.H. Chucás S.A.                 | 99,50 %                          |

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

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

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

(En miles de pesos)

#### ➤ **Colombia**

- **Ente económico Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., - SPCC S.A. es una sociedad anónima comercial, constituida el 18 de septiembre de 2009, mediante escritura pública No. 2643 de la Notaría 11 de Bogotá e inscrita en la Cámara de Comercio de Bogotá el 18 de noviembre de 2009. Su duración legal se extiende hasta el 18 de septiembre de 2059.

**Objeto social:** tiene por objeto principal la inversión, construcción y mantenimiento de muelles y puertos públicos y privados, la administración de puertos, la prestación de servicios de cargue y descargue, de almacenamiento en puertos y demás servicios directamente relacionados con la actividad portuaria, desarrollo y explotación de muelles y puertos multipropósito, conforme a la ley.

Además, prestar servicios portuarios, ya sea como operador portuario y permitir la prestación de servicios por parte de otros operadores portuarios; en desarrollo de su objeto social principal podrá asociarse con otras sociedades portuarias o titulares de autorizaciones especiales a las que se refiere el Artículo 4 de la Ley 1 de 1991, en forma transitoria o permanente, con el propósito de facilitar la utilización de las zonas marinas de uso común adyacentes al puerto mediante la realización de obras tales como: dragado, relleno y obras de ingeniería oceánica, entre otros, prestar los servicios de beneficio común que resulten necesarios, así como realizar otras actividades complementarias.

Con fecha 30 de julio de 2010, la Sociedad suscribió un contrato de concesión identificado con el No. 006 de 2010, con el Instituto Nacional de Concesiones (INCO), hoy Agencia Nacional de Infraestructura (ANI), modificado mediante Otrosí No.001 que fue suscrito el 22 de diciembre de 2014.

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

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

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

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

**Objeto social:** tiene por objeto invertir en actividades de servicios públicos domiciliarios de energía, especialmente la adquisición de acciones de cualquier empresa de servicios públicos cuyo objeto

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

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

(En miles de pesos)

principal sea el servicio público domiciliario de energía eléctrica de acuerdo con la definición establecida en la Ley 142 de 1994. Dentro de sus estrategias comerciales se encuentra participar en el proceso de enajenación de acciones aprobado por el Gobierno Nacional de las compañías electrificadoras.

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

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

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

#### ➤ **Costa Rica**

##### ● **Ente económico Enel Costa Rica CAM S.A.**

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

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

Tiene un capital social de US \$27.500.000 representado por 27.500.000 acciones comunes y nominativas de US \$1.00 cada una. La composición accionaria de Enel Costa Rica CAM S.A., a corte de 30 de junio de 2022, pertenece en su totalidad a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Tiene como subsidiarias a nivel país a las siguientes sociedades:

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

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

(En miles de pesos)

- P.H. Chucás S.A.
- P.H. Rio Volcán S. A.
- P.H. Don Pedro S.A.
- Energía Global Operaciones S.R.L.

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

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

- **Ente económico P.H. Chucás S.A.**

P.H. Chucás S.A. es una sociedad anónima constituida de acuerdo con las leyes costarricenses como una empresa de servicios del sector eléctrico para fines comerciales, es de origen costarricense, tiene sus oficinas principales en San José, Escazú, Guachipelín Centro 27, tercer piso. La sociedad se constituyó el 10 de abril de 2008, y su plazo social vence el 10 de abril del 2108. Esta duración se puede prorrogar por acuerdo de Asamblea de Accionistas.

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

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

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

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

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

➤ **Panamá**

• **Ente económico Enel Panamá CAM S.R.L.**

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

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

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

Enel Panamá CAM S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá S.R.L.), está conformado por ocho (8) sociedades constituidas conforme las leyes de la República de Panamá; 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 30 de junio de 2023.

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

A continuación, se detallan las compañías subsidiarias:

- Enel Fortuna S.A.
- Enel Renovable S.R.L.
- Jaguito Solar 10MW S.A.
- Progreso Solar 20MW S.A.
- Generadora Solar Austral S.A.
- Generadora Solar El Puerto S.A.
- Generadora Solar Occidente S.A.
- Llano Sanchez Solar Power One S.R.L.

• **Ente económico Enel Fortuna S.A.**

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

En abril de 2009 Enel Panamá CAM, S.R.L., adquirió 1.06% de las acciones poseídas por los antiguos empleados del antiguo IRHE, con lo que se convirtió en tenedor del 50.06% de las acciones

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

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

(En miles de pesos)

de la Compañía. El Gobierno de Panamá retiene siempre un 49.9%, y los antiguos empleados del antiguo IRHE el 0.04% restante.

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

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

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

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

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

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

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

- Enel Fortuna S.A. podrá solicitar la adquisición forzosa de inmuebles y la constitución de servidumbres en su favor conforme lo estipula la Ley No.6 y su reglamento. La oficina principal de la compañía se encuentra ubicada en Ciudad de Panamá, Corregimiento de Bella Vista, Avenida Aquilino de la Guardia, PH Marbella Office Plaza, piso 3. Al 30 de junio de 2023, la Compañía mantiene un total de 61 empleados permanentes.

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

- **Ente económico Enel Renovable S.R.L.**

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

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

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

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

La actividad comercial de Enel Renovable S.R.L., es la operación de siete (7) plantas de generación de energía fotovoltaica (Estrella Solar, Sol de David, Chiriquí, Vista Alegre, Generadora Solar Caldera, Milton Solar y Sol Real). La capacidad total instalada es de 61.66MW. A la fecha, se encuentra en trámite ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) las resoluciones por la cual se aprueba la cesión de las siete licencias de generación a favor de Enel Renovable, S.R.L., toda vez que a la fecha se mantienen bajo la titularidad de Enel Solar S.R.L.

El 13 de febrero de 2023 se protocolizó el convenio de fusión suscrito entre las sociedades Generadora Solar Tolé S.R.L., Generadora Eólica Alto Pacora S.R.L. y Enel Renovable S.R.L.

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

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

(En miles de pesos)

subsistiendo esta última como entidad absorbente.

- **Ente económico Llano Sánchez Solar Power One S.R.L.**

Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., fue constituida el 22 de septiembre de 2014 y modificada a sociedad de responsabilidad limitada según Escritura Pública No.12,274 del 18 de octubre de 2019 e inscrita el 24 de octubre de 2019.

El día 20 de diciembre de 2019, quedó debidamente inscrita la Escritura No. 34,578 del 13 de diciembre de 2019, por la cual se escinde parcialmente la Sociedad y la sociedad beneficiaria de dicha escisión es la sociedad Enel Solar S.R.L., (hoy Enel Renovable S.R.L.).

Por consiguiente, una vez en vigencia la escisión parcial, a partir del 20 de diciembre de 2019, todas las licencias, permisos, autorizaciones, concesiones, derechos, facultades, privilegios, reclamos, acciones y contratos de Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., fueron transferidos y asumidos por la sociedad beneficiaria Enel Solar S.R.L., con excepción de los activos producto de la ampliación de la Subestación de Llano Sánchez en el patio de 34.5 kV, los cuales se mantienen como propiedad de Llano Sánchez Solar Power One S.R.L., así como; todos los derechos y obligaciones producto del mismo.

La sociedad a la fecha no tiene operaciones comerciales, ni empleados, ni licencias de generación y/o cualquier índole bajo su titularidad.

➤ **Guatemala**

- **Ente económico Enel Guatemala S.A.**

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

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

La composición accionaria de Enel Guatemala S.A. a corte de 30 de junio de 2023 es:

| <b>Accionistas</b>        | <b>No. de Acciones</b> | <b>% de Participación</b> |
|---------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Américas S.A.        | 100                    | 0.0001%                   |
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 67.207.900             | 99.9999%                  |
| <b>Total</b>              | <b>67.208.000</b>      | <b>100%</b>               |

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

- **Ente Económico Generadora de Occidente Ltda.**

Generadora de Occidente Ltda. es una sociedad mercantil de responsabilidad limitada constituida de acuerdo con las leyes guatemaltecas, es de origen guatemalteco, tiene su domicilio y oficinas

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

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

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

La aportación social de Generadora de Occidente Ltda. a corte de 30 de junio de 2023 es:

| <b>Socios</b>             | <b>Capital</b>       | <b>% de Participación</b> |
|---------------------------|----------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P. | 16.099.380,00        | 99.0000%                  |
| Enel Guatemala S.A.       | 162.620,00           | 1.0000%                   |
| <b>Total</b>              | <b>16.262.000,00</b> | <b>100%</b>               |

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

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

• **Ente económico Tecnoquat S.A.**

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

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

La composición accionaria de Tecnoquat S.A. a corte de 30 de junio de 2023 es:

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

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

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

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

- **Ente económico Generadora Montecristo S.A.**

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

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

La composición accionaria de Generadora Montecristo S.A. a corte de 30 de junio de 2023 es:

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

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

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

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

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

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

La composición accionaria de Renovables de Guatemala S.A. a corte de 30 de junio de 2023 es:

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

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

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

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

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

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

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

La composición accionaria de Transmisora de Energía Renovable S.A. a corte de 30 de junio de 2023 es:

| <b>Accionistas</b>          | <b>No. de Acciones</b> | <b>% de Participación</b> |
|-----------------------------|------------------------|---------------------------|
| Enel Colombia S.A. E.S.P.   | 233.556.800            | 99.9979%                  |
| Generadora Montecristo S.A. | 100                    | 0.0004%                   |
| Enel Guatemala S.A.         | 4.900                  | 0.0017%                   |
| <b>Total</b>                | <b>233.561.800</b>     | <b>100%</b>               |

**Objeto Social:** Tiene por objeto principal diseñar, desarrollar, promover, construir y manejar proyectos de transmisión y transporte de energía eléctrica, pudiendo contratar el diseño, construcción, administración u operación.

Transmisora de Energía Renovable S.A. cuenta con el Proyecto “Subestación Uspantán, “Subestación Chixoy II y Línea de Transmisión Uspantán-Chixoy II”.

### Capacidad Instalada

El Grupo cuenta con 12 centrales de generación hidráulica, 2 térmicas y 1 parque solar, ubicadas en Colombia en los departamentos de Cundinamarca, Huila, Bolívar y Cesar. Adicionalmente, con 9 centrales de generación hidráulica y 9 solares, ubicadas en los países de Panamá, Guatemala y Costa Rica:

| <b>Central</b> | <b>Tecnología</b> | <b>Capacidad Declarada [MW]</b> | <b>País</b> |
|----------------|-------------------|---------------------------------|-------------|
| Guavio         | Hidráulica        | 1.250                           | Colombia    |
| Betania        | Hidráulica        | 540                             | Colombia    |
| El Quimbo      | Hidráulica        | 400                             | Colombia    |
| Guaca          | Hidráulica        | 324                             | Colombia    |
| Paraíso        | Hidráulica        | 276                             | Colombia    |
| Dario Valencia | Hidráulica        | 150                             | Colombia    |
| Tequendama     | Hidráulica        | 57                              | Colombia    |
| Salto II       | Hidráulica        | 35                              | Colombia    |
| Charquito      | Hidráulica        | 19                              | Colombia    |
| Limonar        | Hidráulica        | 18                              | Colombia    |
| Laguneta       | Hidráulica        | 18                              | Colombia    |
| Menor Guavio   | Hidráulica        | 10                              | Colombia    |
| Termozipa      | Térmica           | 226                             | Colombia    |

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

| Central        | Tecnología | Capacidad Declarada [MW] | País       |
|----------------|------------|--------------------------|------------|
| Cartagena      | Térmica    | 175                      | Colombia   |
| El Paso        | Solar      | 86                       | Colombia   |
| Fortuna        | Hidráulica | 300                      | Panamá     |
| Esperanza      | Solar      | 26                       | Panamá     |
| Jaguito        | Solar      | 13                       | Panamá     |
| Chiriqui       | Solar      | 12                       | Panamá     |
| Sol Real       | Solar      | 11                       | Panamá     |
| Milton Solar   | Solar      | 10                       | Panamá     |
| Estrella Solar | Solar      | 8                        | Panamá     |
| Sol De David   | Solar      | 8                        | Panamá     |
| Vista Alegre   | Solar      | 8                        | Panamá     |
| Caldera Solar  | Solar      | 5                        | Panamá     |
| Palo Viejo     | Hidráulica | 88                       | Guatemala  |
| El Canadá      | Hidráulica | 46                       | Guatemala  |
| Montecristo    | Hidráulica | 13                       | Guatemala  |
| Matanzas       | Hidráulica | 12                       | Guatemala  |
| San Isidro     | Hidráulica | 3                        | Guatemala  |
| Chucas         | Hidráulica | 50                       | Costa Rica |
| Rio Volcán     | Hidráulica | 17                       | Costa Rica |
| Don Pedro      | Hidráulica | 14                       | Costa Rica |

Nota: Actualmente se encuentran en construcción, los proyectos solares en Colombia: La Loma, Guayepo y Fundación, y en Panamá los proyectos solares Madre Vieja y Baco.

Al 30 de junio de 2023, se realiza actualización de los valores de potencia de las centrales, a razón de pruebas realizadas en las plantas y reportadas al operador de red.

### 1.2 Comercialización de Gas

Las ventas realizadas entre enero y junio de 2023 fueron de 34.2 Mm<sup>3</sup>, volviendo a posicionarnos en la Costa Atlántica y aportando a la generación de energía eléctrica con gas natural.

Para el 2023 el Grupo se mantiene activo 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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

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

En particular y 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.

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 (autoridades y organismos vinculados) en el país, 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 en la participación pública de cada autoridad, de manera que sean tenidas en cuenta dentro del desarrollo de las unidades de negocio.

##### **Marco regulatorio Colombia**

###### **Energía Eléctrica**

En el año de 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

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

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

(En miles de pesos)

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, 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 y/o Subasta de Contratación de Largo Plazo – SCLP. 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 entre 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 respaldados por la promulgación de 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 establece el marco legal para el desarrollo de las energías renovables no convencionales, donde entre otros se establecen los beneficios tributarios que se establecen 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. y sus filiales**

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

(En miles de pesos)

aplicado a los usuarios regulados, o a grandes clientes denominados clientes libres mediante contratos bilaterales.

Las empresas de transmisión que operan redes iguales o mayores 220 kW constituyen el Sistema Nacional de Transmisión (SNT). 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.

Dentro de las remuneraciones que reciben los distribuidores se encuentra la remuneración de las inversiones efectuadas que están 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 Comisión de Regulación de Energía y Gas, expidió la resolución CREG 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 será de 12,09% a partir del año 2022.

En febrero de 2022, la CREG publicó la Resolución 101 002 de 2022, que permite incluir 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 se basa en los borradores de regulación emitidos previamente por la CREG, en particular basado en la resolución CREG 219 de 2020 incorporando además el contenido del artículo 56 de la Ley 2099 de 2021 y manteniendo la implementación de AMI bajo la responsabilidad del OR, la propuesta de la constitución del Gestor de Datos-GIDI; además, indica al OR presentar un plan de implementación de AMI basado en un análisis del Beneficio/Costo, incorpora lineamientos generales de empoderamiento al usuario, asigna hasta el 15% del costo base de comercialización al proyecto AMI, sin incluir los medidores y se plantean 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.

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

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

(En miles de pesos)

Durante 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 puesta en marcha se indicó que el país cuenta con un potencial desarrollable de 50 GW, en 12.200 km<sup>2</sup> de áreas identificadas en costas de Atlántico, Bolívar, Magdalena y 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, también 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.

En marzo de 2022 el Departamento Nacional de Planeación publicó el documento CONPES 4075, “Política de Transición Energética”, cuyo objetivo general es el de plantear el diseño e implementación de estrategias intersectoriales que mejoren la confiabilidad en el abastecimiento energético y que fomenten la transición energética impulsando un crecimiento sostenible, eficiente, tecnológico, ambiental y social.

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. Igualmente, en agosto de 2022, Mediante la Resolución CREG 101 018 de 2022 la Comisión de Energía y Gas – 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.

En 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 vigencia 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.

Cabe destacar también la Resolución 101-025 de 2022, mediante la cual la CREG modificó la Resolución 075 de 2021, estableciendo medidas que flexibilizan la norma previa en lo referente a 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% de avance).

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 No. 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, vehículos eléctricos, la generación distribuida, los sistemas de almacenamiento y la autogeneración.

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

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

(En miles de pesos)

En septiembre de 2022, producto de una controversia nacional originada en las altas tarifas de energía que vienen pagando los usuarios en el país, y que se ha dado también en el Congreso de la República con múltiples debates de control político a todas las entidades del sector, la CREG emitió las Resoluciones CREG 101-027, 101-028, 101-029 y 101-031, las cuales contienen medidas que buscan: (i) mitigar el alto impacto que tienen los indexadores inflacionarios sobre las componentes de transmisión y distribución de energía de la tarifa, (ii) establecer una optimización en 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, los comercializadores y los generadores desarrollen negociaciones para renegociar 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 el mes de 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 noviembre de 2022, mediante la Resolución CREG 105 003 se designó al doctor José Fernando Prada Ríos para que ejerza las funciones de director ejecutivo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG.

Durante el mismo mes, el Ministerio de Minas y Energía publicó el documento “Diálogo Social para definir la hoja de ruta de la transición energética justa en Colombia”. Dicho documento estableció la metodología para desarrollar la discusión a partir de la cual surgirá la nueva hoja de ruta de la transición energética que planteará el Gobierno Nacional. El documento planteó un período de 24 semanas para desarrollar dicho diálogo.

En diciembre de 2022, la Comisión de Regulación de Comunicaciones (CRC) dio a conocer su documento de Agenda Regulatoria para el período 2023-2024, el cual contiene 26 iniciativas (entre proyectos regulatorios, actividades y estudios), que se enmarcan en cinco pilares estratégicos: (i) Bienestar y derechos de los usuarios y las audiencias, (ii) Mercados y competencia, (iii) Innovación y mejora regulatoria, (iv) Gestión de grupos de valor y (v) Fortalecimiento institucional.

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 en definitiva 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

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

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

(En miles de pesos)

30 de diciembre de 2022 al 28 de febrero del 2023. Así mismo amplía el plazo de la implementación de la ventanilla única hasta el 30 de junio de 2023 (antes 31 de diciembre de 2022).

En diciembre de 2022, mediante la Circular CREG 123 de 2022 la Comisión puso en conocimiento de los usuarios y prestadores de los servicios públicos domiciliarios de energía eléctrica, gas combustible y combustibles líquidos, las instituciones relacionadas con estos sectores y demás interesados, 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 (Proyecto de resolución 133 de 2021) ii) Revisión precio de bolsa (Resolución definitiva de la propuesta aprobada para consulta, proyecto 701 025) 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 Transversal: 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. Por su parte, destacamos además la expedición definitiva de la medición inteligente AMI para el primer semestre de 2023 y las bases para la metodología de la actividad de distribución como la nueva metodología de remuneración de la actividad de comercialización, ambas para el primer semestre de 2023.

En diciembre de 2022, la UPME publicó la agenda regulatoria con la lista de proyectos normativos de carácter general que expedirá durante el año 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 se definen los criterios para la inclusión y conceptualización de proyectos con redes logísticas en los planes de expansión de cobertura de los operadores de red – PECOR presentados ante la UPME y iii) Se establecen las tarifas a cobrar por la prestación de servicios de planeación y asesoría para la emisión de conceptos sobre conexiones en el SIN por parte de la UPME.

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

En febrero de 2023, la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG publicó la Resolución CRE 101 005 de 2023, por la cual amplía el período de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, en cuanto a la ampliación de las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores ante el ASIC y LAC por otros cuatro (4) meses y hasta un 20% reconociendo los intereses respectivos.

En el mismo mes de febrero, mediante la Resolución 101 034A de 2022, la CREG expidió la norma mediante la cual se fijó la oportunidad para llevar a cabo la subasta de asignación de las obligaciones de energía firme (OEF) del cargo por confiabilidad para el periodo comprendido entre el 1 de diciembre de 2027 y el 30 de noviembre de 2028. De esa forma la CREG convocó a todas las personas jurídicas, personas naturales o agentes que representen comercialmente plantas o unidades de generación existentes, existentes con obras, especiales y nuevas, en los términos establecidos en la Resolución CREG 101 024 de 2022, a participar en la subasta de asignación de OEF. Será el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC) quien llevará a cabo esta subasta de asignación.

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

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

(En miles de pesos)

En marzo de 2023, El Ministerio de Minas y Energía publicó la Resolución 4-0234 de 2023, por la cual delegan funciones a la ANH. Lo anterior bajo el supuesto que en el ejercicio de la administración del recurso hidrocarburífero del país, la ANH cuenta con la suficiente experiencia, capacidad técnica y financiera para adelantar los procesos de investigación que contribuirán a la continuidad del diseño de la política que permite 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 CREG 101-006/23 y 101-007/23, la Comisión 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 CREG 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 señalada en el artículo 296 de la Ley 1955 de 2019 donde indica que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que entre el 8 y el 10% de sus compras de energía provengan de FNCER.

En marzo de 2023, la CREG publicó el fallo 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 a través del Laudo CREG 501 001 de 2023. 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 CRC 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. Así mismo, en el marco de esta nueva norma, también se encuentra contemplado el análisis de algunas condiciones de compartición de infraestructura soporte del mismo sector 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.

Durante el mismo mes de mayo de 2023, la CREG publicó la resolución CREG 101 015 de 2023, cuyo objetivo es ampliar el periodo de aplicación de la Resolución CREG 101 029 de 2022, relacionada con las medidas transitorias para diferir las obligaciones de pago de los comercializadores frente a generadores, transmisores y distribuidores. En específico, esta resolución propone la creación del Tramo 3, 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

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

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

(En miles de pesos)

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.

Igualmente, 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 como ley el 19 de mayo de 2023 (ley 2294). Se realizaron ejercicios de análisis y gestión sectorial por medio de gremios y también de manera directa. Por la naturaleza de esta norma, contempló 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 en firme el Decreto 0929 del 7 de junio de 2023, 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 público domiciliario de energía eléctrica. En este Decreto, el Ministerio define políticas para que posteriormente 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 las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable, 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 el mes de junio de 2023 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 la realización de 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. y sus filiales**

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

(En miles de pesos)

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

#### **Aspectos Ambientales**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

mediante la cual adoptó los términos de referencia para la elaboración del EIA, requerido para el trámite de la licencia ambiental de proyectos de uso de energía solar fotovoltaica.

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

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

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

Para el año 2022 desde el gobierno nacional se continuó con la construcción del marco regulatorio de cambio climático, y mediante la Resolución 0019 de 2022 se realiza el ajuste de las tarifas del impuesto nacional a la gasolina y el ACPM y del impuesto al carbono. De igual manera, mediante la Resolución 172 de 2022 se crea la Comisión Intersectorial del Gabinete Presidencial para la Acción Climática.

A modo de complemento, cabe destacar que, en enero del 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.

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

Finalmente, 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.

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

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

(En miles de pesos)

#### **Gas Natural**

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

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

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

- 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 la 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 Publica 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 dió el cierre del proceso para la Selección del Inversionista de la Convocatoria Pública UPME GN No. 01-2020 (Planta de Regasificación del Pacífico).

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

(En miles de pesos)

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

El 13 de diciembre de 2022 el Ministerio de Minas y Energía presentó un informe denominado “Balance de Contratos de Hidrocarburos para la Transición Energética Justa”, en este documento el Ministerio de Minas y Energía con el apoyo de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ha actualizado su proyección de producción y reservas para las 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 período de 5 años denominado: CUSD, y un componente de reconocimiento de activos que han cumplido su vida útil normativa (VUN) igualmente por un período de 5 años a una tasa de remuneración de 10.94%, denominado: RUVN.

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

##### **Costa Rica**

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

El Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE) es el encargado de elaborar y coordinar la política pública y los programas relacionados a los sectores ambiental y energía, y en particular del sector eléctrico que se encuentran a cargo de la Secretaría de Planificación Subsectorial de Energía (SEPSE). La SEPSE es la encargada de formular y promover la planificación energética integral, mediante políticas y acciones estratégicas que garanticen el suministro oportuno y de calidad de la energía, contribuyendo al desarrollo sostenible del país. La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) es la responsable de regular y fiscalizar la calidad y el precio de los servicios públicos de electricidad (Ley N°7593). La Ley N°7593 le otorgó a la ARESEP, facultades suficientes para ejercer la regulación de los servicios públicos que se brindan en el país, incluidos los de suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización. El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es una empresa estatal que brinda servicios de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. Es el mayor generador del país y funciona como comprador único de la energía generada por los generadores privados bajo la ley N°7200 y N°7508. Según su ley de creación (Ley N°449 del 8 de abril de 1949) es el responsable de satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, razón por la cual el ICE posee la mayor capacidad de las plantas generadoras del país, principalmente de carácter hídrico. El Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) es una dependencia del ICE, encargada de hacer el despacho de generación para la satisfacción de la demanda nacional. Las empresas generadoras al amparo de las Leyes 7200, 7508 y 8345, y las empresas distribuidoras con generación propia, están en la obligación de brindar al Operador del Sistema la información necesaria, de sus plantas de generación con una capacidad instalada igual o superior que 5 MW.

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

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

Por otra parte, a través de la Ley N°7508 se incorporó un segundo régimen de participación privada en la generación, que corresponde al segundo capítulo de la Ley N°7200. En este régimen de BOT (Building, Operation and Transfer), y el proceso de contratación se hace mediante el sistema de

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

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

(En miles de pesos)

licitación pública. El ICE puede comprar de estas centrales hasta un 15% adicional al autorizado por la Ley N°7200, para totalizar un 30% de la capacidad instalada nacional. El proceso de negociación de contratos de compra-venta de energía con generadores privados, se realiza por medio del Proceso Estrategias de Inversión del Centro Nacional de Planificación Eléctrica (CENPE) del ICE.

El ICE como único comprador de energía eléctrica y fijador de precios, por lo cual no existe un mercado spot ni clientes libres.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

El Ministerio de Ambiente y Energía publicó el 29 de septiembre de 2022 el Reglamentó el capítulo III de la ley N°9518, Ley de incentivos y promoción para el transporte eléctrico, (modificada por la Asamblea Legislativa a través de la Ley N°10209, sobre incentivos al transporte verde). Esta norma del MINAE reglamenta la aplicación de incentivos fiscales temporales para vehículos eléctricos y sus insumos; así como; una exoneración temporal del impuesto a la propiedad de vehículos eléctricos.

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

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

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

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

### **Guatemala**

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

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

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

(En miles de pesos)

de adjudicatarios y concesionarios, proteger a los usuarios, definir tarifas reguladas, dirimir controversias, emitir normas técnicas; entre otras.

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

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

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

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

En el mercado mayorista, se transan dos productos; 1. Potencia que se liquida de forma mensual y 2. Energía que se liquida de forma horaria.

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

#### **Panamá**

Los distintos actores del sistema eléctrico panameño conforman el sistema interconectado nacional (SIN).

La Ley 6 de febrero de 1997 y sus modificaciones, establece el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad. La Ley establece que las actividades de transmisión, distribución, comercialización y generación de energía eléctrica son reguladas. La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) es la entidad encargada de regular, fiscalizar

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

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

(En miles de pesos)

y asegurar la excelencia en la prestación de los servicios públicos, garantizando tanto las empresas reguladas como a los clientes y/o usuarios finales, el cumplimiento de la normativa legal vigente, respetando sus derechos y haciendo efectivo el correcto cumplimiento de sus obligaciones.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

El decreto ejecutivo No. 142 del 9 de diciembre de 2021 establece de forma progresiva y gradual el Mercado Nacional de Carbono de Panamá, estableciendo sus componentes: a) Registro de Emisiones, conformado por el programa RTH corporativo-carbono. Actualmente el Programa RTH corporativo-carbono está en funcionamiento, y es de carácter voluntario; b) sistema nacional de compensación, actualmente en desarrollo. Se cuenta con un Registro Nacional de Acciones de Mitigación (ReNAM), que busca ser el repositorio de las acciones de mitigación a nivel nacional. A partir de este registro, se está desarrollando el registro de Proyectos de Compensación para el Sistema Nacional de Compensación; c) Bolsa Panameña del Carbono, actualmente en estructuración.

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

La resolución No. MIPRE-2022-0002354 de 24 de enero de 2022, adopta las bases de la fase 1 de la Hoja de Hidrógeno Verde en la República de Panamá. Con la misma se da la creación de los comités de alto nivel y el técnico asociado a esta tecnología. Como meta se plantea el posicionamiento para la construcción de amplia variedad de instrumentos de política, marco regulatorio y fomento de inversión en infraestructura de almacenamiento, producción de hidrógeno verde y sus derivados; además de la constitución de un Hub transformacional en los ejes de: ruta de hidrogeno verde a través del canal de Panamá, considerando zonas de libre almacenamiento y

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

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

(En miles de pesos)

distribución; Zonas de generación eléctrica renovables para alimentar plantas de la producción de hidrógeno; y el Hidrógeno-Verde-Ducto que conectará el Atlántico con el Pacífico.

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

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

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

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

En junio de 2022, el Consejo de Gabinete aprobó el decreto Ley N°10 que adopta el plan nacional de acción climática (PNAC) para la República de Panamá, como instrumento clave que promueve las ambiciones nacionales y sectoriales del país a corto y largo plazo en materia de cambio climático, con la finalidad de facilitar y garantizar la implementación de la contribución nacional determinada y sus actualizaciones periódicas, en cumplimiento de los compromisos asumidos como país. El Plan incluye 11 pilares estratégicos: energía, bosques, gestión de cuencas hidrográficas, sistemas marino-costeros, biodiversidad, agricultura-ganadería-acuicultura sostenible, asentamientos resilientes, salud pública, infraestructura sostenible, economía circular y transparencia climática. El

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

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

(En miles de pesos)

PNAC define un total de 55 acciones que se deberán llevar a cabo en el corto plazo bajo cada sector y un plan indicativo de inversiones que proporciona una aproximación inicial a los costos asociados a la implementación a corto plazo (2025) de las acciones y la identificación de instrumentos de financiación climática.

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

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

El 15 de febrero de 2023 se aprobó el Decreto Ejecutivo No.51 que reglamenta la movilidad eléctrica en Panamá precisa que “la Ley 295 de 2022 tiene por objeto establecer un marco normativo para el desarrollo y operación de la movilidad eléctrica en la República, para que, a través de esta política pública, se logre la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, la promoción y el crecimiento de la movilidad eléctrica, y el uso de energías renovables, como herramienta de transición energética en el transporte terrestre”. La reglamentación incluye que: la Autoridad de Tránsito y Transporte Terrestre (ATTT) es responsable del inventario nacional de los certificados de operación de flotas de transporte público masivo, colectivo y selectivo de pasajeros; el mapa de estaciones de carga será administrado por SNE; los municipios contarán con un proceso único para la admisión y revisión de documentos para instalación y puesta en funcionamiento de estaciones de carga SNE y Ministerio de Comercio e Industrias (MICI) conformaran comités técnicos para elaboración de normas técnicas para conversión a VE, casos de conexión; la ASEP reglamentará el procedimiento de uso de Estaciones de Carga.

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

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

## **2. Bases de presentación**

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

### **2.1 Principios contables**

Los estados financieros intermedios condensados consolidados del Grupo al 30 de junio de 2023, han sido preparados de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34, Estados Financieros Intermedios, la cual hace parte de las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia para entidades del Grupo 1 (NCIF Grupo 1), establecidas en la Ley 1314 de 2009, reglamentadas por el Decreto Único Reglamentario 2420 de 2015 modificado por los Decretos 2496 de 2015, 2131 de 2016, 2170 de 2017, 2483 de 2018, 2270 de 2019, 1432 de 2020, 938 de 2021 y 1611 de 2022. Las NCIF- Grupo 1 se basan en las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) completas, emitidas y traducidas oficialmente al español por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (International Accounting Standards Board – IASB, por sus siglas en inglés).

El Grupo aplica a los presentes estados financieros intermedios consolidados condensados, la siguiente excepción contemplada en Título 4 Regímenes especiales del Capítulo 1 del Decreto 2420 de 2015:

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

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados cumplen con los requerimientos de la NIC 34 en cuanto a la forma y contenido de los estados financieros intermedios y los requerimientos de la Superintendencia Financiera de Colombia para efectos de reporte como emisores, de igual manera se han seguido las mismas políticas y métodos contables de cálculo en los estados financieros intermedios que en los estados financieros anuales más recientes de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus filiales. Estos estados financieros intermedios condensados consolidados no incluyen toda la información ni todas las revelaciones que se requieren para los estados financieros anuales. Sin embargo, se incluyen notas explicativas sobre eventos y transacciones que son significativas para un entendimiento de los cambios en la posición financiera y resultados obtenidos por el Grupo desde la presentación de su estado financiero anual. Por lo tanto, estos estados financieros intermedios condensados consolidados deben ser leídos conjuntamente con los estados financieros consolidados al 31 de diciembre de 2022.

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

Las filiales de Centroamérica (Panamá, Costa Rica y Guatemala) elaboran sus estados financieros aplicando Normas Internacionales de Información Financiera NIIF, por lo cual, las bases de presentación empleadas son uniformes.

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

#### **2.2 Base contabilidad de causación**

El Grupo prepara sus estados financieros intermedios consolidados condensados, 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 2023 y 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 2023 y 2024, permitiendo su aplicación anticipada.

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

#### **2.4 Estimados y criterios contables**

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

Las estimaciones se refieren básicamente a:

- Las hipótesis empleadas en el cálculo actuarial de los pasivos y obligaciones con los empleados, tales como tasas de descuentos, tablas de mortalidad, incrementos salariales, entre otros.
- La vida útil de los activos intangibles y las propiedades, planta y equipo.
- La pérdida crediticia esperada de las cuentas por cobrar comerciales y otros activos financieros.
- Las hipótesis utilizadas para el cálculo del valor razonable de los instrumentos financieros.
- Los ingresos por energía entregada y no facturada derivados de la actividad de distribución que proceden de la prestación del servicio de energía, al quedar pendiente la lectura de los consumos

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

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

(En miles de pesos)

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 consolidados.

- 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 consolidados condensados 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 condensados consolidados y/o anuales.

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

**3. Políticas contables**

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

Los presentes estados financieros intermedios condensados consolidados siguen las mismas políticas y métodos contables de cálculo, aplicados en los estados financieros del cierre del ejercicio 2022.

**4. Efectivo y equivalentes al efectivo**

|  | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|
| Saldos en bancos                             | \$ 1.956.971.554              | \$ 912.219.573                    |
| Otro efectivo y equivalentes al efectivo (a) | 211.506.956                   | 36.675.665                        |
| Depósitos (b)                                | 130.000.000                   | 266.369.635                       |
| Efectivo en caja                             | 79.920                        | 77.925                            |
|  | <u>\$ 2.298.558.430</u>       | <u>\$ 1.215.342.798</u>           |

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

| <b>Detalle por moneda (*)</b> | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|-------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Pesos Colombianos             | \$ 1.836.285.996              | \$ 757.293.933                    |
| Dólares Americanos            | 461.086.931                   | 454.795.277                       |
| Quetzal Guatemalteco          | 1.099.498                     | 25.061                            |
| Colón Costarricense           | 86.005                        | 3.228.527                         |
|                               | <u>\$ 2.298.558.430</u>       | <u>\$ 1.215.342.798</u>           |

(\*) Los saldos denominados en moneda extranjera están expresados en pesos colombianos a las tasas representativas de cambio al 30 de junio 2023 y 31 de diciembre de 2022 de \$4.191,28 y \$4.810,20 por US\$1, respectivamente.

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

(b) Corresponde a un certificado de depósito a término (CDT) a un plazo de 90 días de realización:

| <u>Entidad</u>       | <u>Valor</u>          | <u>Fecha de inicio</u> | <u>Fecha fin</u> | <u>Plazo</u> | <u>Tasa EA</u> |
|----------------------|-----------------------|------------------------|------------------|--------------|----------------|
| Banco Colpatria S.A. | \$ 130.000.000        | 05/04/2023             | 05/07/2023       | 90           | 12,60%         |
|                      | <u>\$ 130.000.000</u> |                        |                  |              |                |

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

Al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el Grupo presenta garantías para respaldar las operaciones de futuros con trading. (Ver Nota 31).

Al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022, el importe de la provisión por deterioro del efectivo

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

y equivalentes de efectivo es de \$(48.866) y \$482.248, respetivamente.

Para Centroamérica al 30 de junio de 2023, se evidencia recuperación de deterioro por disminución del efectivo y equivalentes al efectivo, derivado principalmente del pago de dividendos realizado por Enel Panamá CAM S.R.L., y el pago de las entidades de Guatemala.

A 30 de junio de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P presenta saldo por efectivo restringido por valor de \$5.263.371, conformado por recursos de embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias, los cuales se registran en cuentas exclusivas durante el periodo que perduren con esta clasificación.

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

**Guatemala**

| Sociedad                              | Dividendos 2023 (USD) | Retención        | Total pagado      | Mes de Pago | Años que generó utilidad |
|---------------------------------------|-----------------------|------------------|-------------------|-------------|--------------------------|
| Renovables de Guatemala S.A.          | 24.299.998            | 1.215.000        | 23.084.998        | Junio       | 2014-2015                |
| Generadora de Occidente Ltda.         | 13.860.000            | 693.000          | 13.167.000        | Junio       | 2021-2022                |
| Transmisora de Energía Renovable S.A. | 1.699.964             | 84.998           | 1.614.965         | Marzo       | 2021-2022                |
| Tecnoguat S.A.                        | 300.000               | 15.000           | 285.000           | Junio       | 2019-2021                |
| <b>TOTAL</b>                          | <b>40.159.962</b>     | <b>2.007.998</b> | <b>38.151.963</b> |             |                          |

**Panamá**

| Sociedad              | Dividendos 2023 (USD) | Retención      | Total pagado      | Mes de Pago | Años que generó utilidad |
|-----------------------|-----------------------|----------------|-------------------|-------------|--------------------------|
| Enel Panamá CAM S.R.L | 21.692.769            | 109.097        | 21.583.673        | Junio       | 2022                     |
| <b>TOTAL</b>          | <b>21.692.769</b>     | <b>109.097</b> | <b>21.583.673</b> |             |                          |

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

|  | Flujos de efectivo         |                                |                              | Cambios distintos al efectivo        |                       |                             |                      | Saldo a 30 de junio de 2023 |
|--|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|-----------------------|-----------------------------|----------------------|-----------------------------|
|  | Saldo a 1 de enero de 2023 | Importes procedentes préstamos | Pagos, préstamos e intereses | Otros importes asociados al efectivo | Intereses causados    | Contratos de arrendamientos | Valoración MTM       |                             |
| Bonos  | \$ 3.232.918.315           | \$ -                           | \$(765.886.219)              | \$ 44.958                            | \$186.970.570         | \$ -                        | \$ -                 | \$ 2.654.047.624            |
| Préstamos y obligaciones bancarias                   | 3.932.280.366              | 1.930.909.768                  | (782.728.228)                | 3.269.814                            | 267.186.372           | -                           | -                    | 5.350.918.092               |
| Pasivos por arrendamientos                           | 294.675.470                | -                              | (33.214.512)                 | (5.482.747)                          | 13.353.112            | 5.247.046                   | -                    | 274.578.369                 |
| Instrumentos derivados (*)                           | 4.615.446                  | -                              | (106.752.144)                | 118.766.755                          | -                     | -                           | 88.948.576           | 105.578.633                 |
| <b>Total pasivos por actividades de financiación</b> | <b>\$7.464.489.597</b>     | <b>\$1.930.909.768</b>         | <b>\$(1.688.581.103)</b>     | <b>\$ 116.598.780</b>                | <b>\$ 467.510.054</b> | <b>\$ 5.247.046</b>         | <b>\$ 88.948.576</b> | <b>\$ 8.385.122.718</b>     |

|  | Flujos de efectivo         |                                |                              | Cambios distintos al efectivo        |                      |                             |                    | Saldo a 30 de junio de 2022 |
|--|----------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------------|----------------------|-----------------------------|--------------------|-----------------------------|
|  | Saldo a 1 de enero de 2022 | Importes procedentes préstamos | Pagos, préstamos e intereses | Otros importes asociados al efectivo | Intereses causados   | Contratos de arrendamientos | Valoración MTM     |                             |
| Bonos  | \$ 1.870.489.779           | \$ -                           | \$(422.879.550)              | \$2.176.786.646                      | \$201.670.022        | \$ -                        | \$ -               | \$3.826.066.897             |
| Préstamos y obligaciones bancarias                   | 451.452.900                | 1.121.331.850                  | (511.657.688)                | 1.919.606.741                        | 68.682.558           | -                           | -                  | 3.049.416.361               |
| Pasivos por arrendamientos                           | 82.774.592                 | -                              | (13.127.894)                 | 175.983.446                          | 6.600.794            | 39.790.564                  | -                  | 292.021.502                 |
| Línea de crédito                                     | 53.452                     | -                              | -                            | (53.452)                             | 30.291               | -                           | -                  | 30.291                      |
| Instrumentos derivados                               | 41.864                     | -                              | (44.109.823)                 | 44.067.959                           | -                    | -                           | 1.881.741          | 1.881.741                   |
| Securitización                                       | -                          | 6.855.921                      | -                            | -                                    | -                    | -                           | -                  | 6.855.921                   |
| <b>Total pasivos por actividades de financiación</b> | <b>\$ 2.404.812.587</b>    | <b>\$1.128.187.771</b>         | <b>\$(991.774.955)</b>       | <b>\$ 4.316.391.340</b>              | <b>\$276.983.665</b> | <b>\$39.790.564</b>         | <b>\$1.881.741</b> | <b>\$7.176.272.713</b>      |

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

(\*) Incluye pagos clasificados en actividades de inversión por \$103.032.473 y en actividades de operación por \$3.719.671. Adicionalmente, otros importes asociados al efectivo clasificados en actividades de operación por \$3.116.003, actividades de inversión por \$25.179.170 y en actividades de financiación por \$90.471.582.

Al 30 de junio de 2023 se realizaron pagos por concepto de dividendos por valor de \$27.532 para accionistas minoritarios.

En Centroamérica, el pago de dividendos a terceros minoritarios corresponde a: Guatemala pago a JB Inversiones Limitada por valor de USD \$95.000; al estado de Panamá se pagan dividendos por valor de USD\$26.325.960.

#### 5. Otros activos financieros

|   | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|---|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|   | Corriente              | No corriente          | Corriente                  | No corriente          |
| Instrumentos derivados de cobertura (1)   | \$ 12.727.105          | \$ 35.760.023         | \$ 148.605.744             | \$ 65.204.240         |
| Fideicomisos  | 9.973.835              | -                     | 8.500.090                  | -                     |
| <i>Fideicomisos (2)</i>   | 9.973.970              | -                     | 8.500.243                  | -                     |
| <i>Deterioro fideicomisos (*)</i>   | (135)                  | -                     | (153)                      | -                     |
| Embargos judiciales   | 5.232.141              | -                     | 6.553.649                  | -                     |
| <i>Embargos judiciales (3)</i>  | 5.263.371              | -                     | 6.595.007                  | -                     |
| <i>Deterioro embargos judiciales (*)</i>  | (31.230)               | -                     | (41.358)                   | -                     |
| Otros activos (4)   | 7.444.890              | 372.180.430           | (49.346.745)               | 432.465.948           |
| Garantías mercados derivados energéticos  | 790.156                | -                     | 653.907                    | -                     |
| Inversiones financieras -sociedades no cotizadas o que tienen poca liquidez (5) | -                      | 478.638               | -                          | 2.995.695             |
|   | <b>\$ 36.168.127</b>   | <b>\$ 408.419.091</b> | <b>\$ 114.966.645</b>      | <b>\$ 500.665.883</b> |

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

(1) El Grupo al 30 de junio de 2023 tiene constituidos veinticuatro (24) derivados de cobertura de flujo de caja y un (1) Swap de interés con valoración activa así:

| Derivado | Subyacente             | Banco                         | Factor Riesgo   | Fecha Vencimiento | Nominal Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente | No Corriente |
|----------|------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------------|----------------|--------|-------------|-----------|--------------|
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023        | 110.000.000    | CNH    | 646,08      | 6.461.464 | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Crédit Agricole centre France | Cash flow hedge | 28/09/2023        | 77.121.158     | CNH    | 651,50      | 4.504.498 | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría SA       | Cash flow hedge | 21/07/2023        | 3.467.662      | USD    | 4.113,23    | 309.773   | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría SA       | Cash flow hedge | 21/07/2023        | 2.750.277      | USD    | 4.104,82    | 268.577   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/11/2023        | 1.000.000      | USD    | 4.167,98    | 157.804   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/10/2023        | 1.000.000      | USD    | 4.147,98    | 152.124   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 2/01/2024         | 1.000.000      | USD    | 4.197,98    | 151.711   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Banco de Bogotá S.A.          | Cash flow hedge | 2/10/2023         | 1.500.000      | USD    | 4.178,54    | 145.790   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 2/10/2023         | 1.000.000      | USD    | 4.127,98    | 145.384   | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 30/10/2023        | 5.499.708      | USD    | 4.289,60    | 85.301    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023        | 500.000        | USD    | 4.109,98    | 66.733    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 28/09/2023        | 7.161.190      | USD    | 4.264,50    | 66.290    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/07/2023        | 500.000        | USD    | 4.089,98    | 61.048    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 31/08/2023        | 9.839.280      | USD    | 4.240,60    | 50.504    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/08/2023        | 6.693.569      | USD    | 4.240,10    | 37.805    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Trading         | 10/08/2023        | 4.483.105      | USD    | 4.219,60    | 20.511    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Trading         | 6/07/2023         | 1.486.377      | USD    | 4.172,33    | 7.978     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 27/07/2023        | 2.500.000      | USD    | 4.204,85    | 6.173     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Trading         | 24/08/2023        | 1.061.518      | USD    | 4.233,50    | 5.845     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Trading         | 21/09/2023        | 670.194        | USD    | 4.258,10    | 5.842     | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 21/07/2023        | 55.325         | USD    | 4.113,58    | 4.923     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Trading         | 17/08/2023        | 931.584        | USD    | 4.226,60    | 4.857     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Trading         | 10/08/2023        | 990.361        | USD    | 4.219,60    | 4.531     | -            |

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

| Derivado                | Subyacente                                     | Banco                     | Factor Riesgo | Fecha Vencimiento | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada   | Corriente         | No Corriente      |
|-------------------------|--|---------------------------|---------------|-------------------|-----------------|--------|---------------|-------------------|-------------------|
| Forward                 | Inversiones/proyecto Cobertura tasa de Interés | Mufg Bank Ltd Americas    | Trading       | 3/08/2023         | 564.507         | USD    | 4.213,06      | 1.639             | -                 |
| Swap                    | deuda en IBR (*)                               | Scotiabank Colpatría S.A. | Interés       | 14/05/2026        | 400.000.000.000 | COP    | IBR.3M.+0,75% | -                 | 35.760.023        |
| <b>Total valoración</b> |  |                           |               |                   |                 |        |               | <b>12.727.105</b> | <b>35.760.023</b> |

\*Corresponde al valor nocional en pesos colombianos.

(2) Al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022 el saldo de los fideicomisos corresponde a:

|                                 | Al 30 de junio de<br>2023 | Al 31 de diciembre de<br>2022 |
|---------------------------------|---------------------------|-------------------------------|
| Fideicomisos Embalse Tominé (a) | \$ 7.376.514              | \$ 6.963.124                  |
| Fideicomisos Embalse Muña (a)   | 2.108.641                 | 1.351.103                     |
| Fideicomisos Proyecto ZOMAC (b) | 488.815                   | 34.746                        |
| Fideicomiso Proyecto FAER (c)   | -                         | 151.270                       |
| <b>Total</b>                    | <b>\$ 9.973.970</b>       | <b>\$ 8.500.243</b>           |

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

(a) El saldo a 30 de junio de 2023 corresponde a los fideicomisos con BBVA S.A. así:

Embalse de Tominé Fiduciaria Fideicomiso No. 31636 por \$5.662.270 y Fideicomiso No. 31555 por \$1.714.244, 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 \$2.108.641 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.

(b) El Fideicomiso 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 30 de junio de 2023, se constituyó el Fideicomiso ZOMAC Maicao, con el fin de realizar obras en este territorio para el pago de impuestos.

(c) Corresponde al fideicomiso de proyectos FAER para la construcción de redes eléctricas en zonas rurales del sistema interconectado nacional. Al 30 de junio de 2023, el Grupo ha liquidado el encargo fiduciario ya que el objetivo de constitución se encuentra cumplido en su totalidad y se restituyeron la totalidad de bienes fideicomitados al Ministerio de Minas y Energía.

(3) Al 30 de junio de 2023, el saldo corresponde principalmente a embargos ejecutados sobre las cuentas bancarias de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P por procesos laborales, civiles y tributarios.

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

- (4) A 30 de junio de 2023, el saldo no corriente corresponde a la cuenta por cobrar estimada por concepto de intereses del Swap de cobertura de tasa de interés de deuda en IBR así:

**Centroamérica:**

Al 30 de junio de 2023 las compañías de Centroamérica tienen un saldo neto de \$372.180.430 que corresponden principalmente a:

- Enel Panamá CAM, S.R.L, en el activo no corriente, presenta un valor de depósitos restringidos por US \$42.494.102, correspondientes a un Escrow Account, colocados en el Banco Scotiabank S.A. con vencimientos en el año 2027, para cancelar el último hito de pago cesión de contratos PPA firmado entre Enel Fortuna S.A. y Sinolam Smarter Energy LNG Group INC.
- Para Enel Costa Rica CAM S.A. se tenía un activo financiero no corriente que se deriva del derecho a cobrar al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) un monto anual de US \$150 por kilovatio de potencia contratada por disponibilidad de la Central, equivalente a US \$7.350.000 anuales. Dicho cobro se realizará mensualmente y se ajustará ante cualquier incumplimiento de la disponibilidad comprometida de la planta. El valor del activo financiero al 30 de junio de 2023 es de US 61.957.819.

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

Al 30 de junio de 2023 la sala primera de la corte suprema de justicia resolvió que no existe ningún proceso pendiente por ser resuelto por lo cual declaró la falta de competencia del tribunal arbitral para resolver la controversia en contra del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

- (5) Las inversiones financieras en sociedades no cotizadas son:

| <b>Títulos participativos en acciones</b>        | <b>Actividad económica</b> | <b>Acciones ordinarias</b> | <b>% Participación</b> | <b>Al 30 de junio de 2023</b> | <b>Al 31 de diciembre 2022</b> |
|--|----------------------------|----------------------------|------------------------|-------------------------------|--------------------------------|
| Derivex S.A. (a)                                 | Comercial                  | 38.262                     | 4,76%                  | \$ 470.390                    | \$ 488.377                     |
| Acciones de cuantía menor en otras compañías (b) | Energía                    |                            |                        | 8.248                         | 7.318                          |
| Operadora Distrital de Transporte (c)            | Comercial                  | 2.500                      | 20%                    | -                             | 2.500.000                      |
| Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P. (d)       | Energía                    | 109.353.394                | 0,22%                  | -                             | -                              |
|  |                            |                            |                        | <b>\$ 478.638</b>             | <b>\$ 2.995.695</b>            |

- (a) El Grupo en mayo de 2019 adquirió 35.764 acciones de Derivex S.A. por \$579.377. Dicha entidad privada cuyo objeto social consiste en la administración de un sistema de negociación de operaciones sobre instrumentos financieros derivados, cuyos activos subyacentes sean energía eléctrica, gas, combustible y otros commodities energéticos y de registro de operaciones sobre dichos instrumentos. Al 30 de junio de 2023 se realizó el ajuste a la valoración de la inversión, reflejando una disminución por (\$17.987).

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

- (b) El Grupo ha realizado inversiones con participaciones de menor cuantía en sociedades principalmente del sector eléctrico, a 30 de junio de 2023 el saldo asciende a \$8.248.
- (c) El Grupo por medio del voto escrito el 28 de noviembre de 2022, autorizó la capitalización en la sociedad Operadora Distrital de Transporte S.A.S., por un monto de \$2.500.000 equivalente a 2.500 acciones por una participación del 20% de su composición accionaria. Durante el primer trimestre se reclasificó a inversiones medidas bajo el método de participación.
- (d) En 2019 se reflejó una disminución originada en la inversión en Electrificadora del Caribe S.A. E.S.P., como resultado de la valoración calculada a valor razonable con base en la participación de Enel Colombia S.A.E.S.P., en el patrimonio de dicha sociedad, siendo este el método más adecuado para medir la inversión por las condiciones de la contraparte, esta compañía fue intervenida por el Estado Colombiano y en sus estados financieros con corte al 30 de junio de 2023 presenta un patrimonio negativo, por tal razón su valor razonable es \$0.

**6. Otros activos no financieros**

|  | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|--|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|  | Corriente              | No Corriente          | Corriente                  | No Corriente          |
| Anticipos para adquisición de bienes (1) | \$ 74.000.896          | \$ 2.235.632          | \$ 130.022.839             | \$ 2.551.281          |
| Gastos pagos por anticipado (2)          | 28.486.067             | -                     | 937.363                    | -                     |
| Cuentas por cobrar otros impuestos (3)   | 16.997.546             | 85.262.093            | 34.562.632                 | 94.234.669            |
| Beneficios a empleados por préstamos (4) | 1.926.121              | 29.295.607            | 1.810.747                  | 28.411.158            |
| Descuento tributario IVA AFRP (5)        | -                      | 144.394.030           | -                          | 126.565.894           |
| Otras cuentas por cobrar                 | -                      | 575.792               | -                          | 650.325               |
|  | <b>\$ 121.410.630</b>  | <b>\$ 261.763.154</b> | <b>\$ 167.333.581</b>      | <b>\$ 252.413.327</b> |

- (1) Los anticipos corresponden principalmente a recursos depositados a X.M. S.A. E.S.P. para las negociaciones de las operaciones de energía en bolsa con otros agentes de mercado por \$38.099.012, saldo del anticipo entregado a Generadora y Comercializadora de Energía S.A. E.S.P. sobre compra de energía que se realizará hasta diciembre de 2023 por \$8.837.022 y anticipo a otros proveedores \$6.688.770.

**Centroamérica:**

En las compañías de Guatemala corresponde principalmente a recursos girados a la administradora del mercado mayorista y mercado eléctrico regional (Ventas mercado spot) por valor de \$8.830.901; Voith Hidro Ltda. por valor de \$1.722.239, otros proveedores por \$1.805.587.

Con respecto a Enel Panamá CAM S.R.L. corresponde principalmente a depósitos girados al tercero Sol Real Ltda. para servicios de Business Development por \$4.836.737 y a otros proveedores por \$1.177.762, en el no corriente con el tercero Helium Energy Inc. por valor de \$2.137.553.

En las compañías de Costa Rica, corresponde principalmente a recursos pagados a proveedores para adquisición de bienes y servicios por \$237.449 principalmente reconocidos en las compañías PH Don Pedro S.A. y PH Rio Volcán S.A.

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

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P. corresponde a las pólizas constituidas de responsabilidad civil y todo riesgo por \$14.968.689, contribuciones a entes reguladores por \$2.185.979 y medicina prepagada de empleados por \$5.253.470.

Para la compañía Atlántico Photovoltaic S.A.S. E.S.P. corresponde a arrendamiento operativo por contratos a un año por \$19.011. En Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. por \$18.900, correspondiente al saldo por amortizar de seguros como respaldo para la construcción del muelle con los siguientes amparos: Cumplimiento al contrato a favor de entidades estatales; pago de salarios y prestaciones sociales; estabilidad de la obra y calidad del servicio.

**Centroamérica:**

Para las compañías de Panamá, corresponde a primas anuales de seguros de incendios y responsabilidad civil por \$2.482.231; y para las compañías de Costa Rica y Guatemala corresponde a seguros de gastos médicos y riesgos de trabajo por \$2.035.821 y \$1.521.966, respectivamente.

- (3) El saldo a 30 de junio de 2023 corresponde principalmente al saldo a favor del impuesto de ICA con la alcaldía de Cartagena por \$11.484 de Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., y:

**Centroamérica:**

Al 30 de junio de 2023, en las compañías de Guatemala corresponde al IVA crédito fiscal corto y largo plazo acumulado durante el período de construcción de la planta Palo Viejo y línea de transmisión, el cual se utilizará hasta su agotamiento contra el IVA debito generado mensualmente en ventas de bienes y servicios por \$99.570.096; respecto a las compañías de Costa Rica corresponde principalmente a créditos fiscales por IVA por \$2.552.879 y en Panamá a otros impuestos por \$125.180.

- (4) Corresponde al reconocimiento del beneficio pagado por anticipado de los créditos a empleados pactados a tasa cero, razón por la cual, el Grupo descuenta los flujos futuros a la tasa de mercado, reconociendo como beneficio pagado por anticipado el diferencial entre la tasa de mercado y la tasa adjudicada y amortizándolos durante la vida del préstamo.
- (5) Al 30 de junio del 2023, la cuenta por cobrar impuestos corresponde al descuento tributario por \$144.394.030 de acuerdo con el artículo 83 de la ley 1943 de 2018 se creó la oportunidad de un descuento tributario sobre el IVA pagado en la adquisición, construcción o formación e importación de activos fijos reales productivos incluyendo los servicios asociados para ponerlos en condiciones de utilización. Para tomar este descuento en renta debe cumplir con tres requisitos: (i) que sea un activo fijo real productivo, (ii) que el IVA sea pagado y (iii) que el activo se esté depreciando.

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

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

|  | Al 30 de junio de 2023  |                      | Al 31 de diciembre de 2022 |                      |
|--|-------------------------|----------------------|----------------------------|----------------------|
|  | Corriente               | No corriente         | Corriente                  | No corriente         |
| Cuentas comerciales, bruto, (1)                                    | \$ 2.272.472.272        | \$ 112.824.100       | \$ 2.005.199.918           | \$ 117.216.616       |
| Otras cuentas por cobrar, bruto, (2)                               | 75.832.985              | 64.761.910           | 59.073.810                 | 65.934.959           |
| <b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, bruto</b> | <b>2.348.305.257</b>    | <b>177.586.010</b>   | <b>2.064.273.728</b>       | <b>183.151.575</b>   |
| Provisión de deterioro cuentas comerciales (3)                     | (200.728.879)           | (112.574.725)        | (179.990.774)              | (111.533.761)        |
| Provisión deterioro otras cuentas por cobrar (3)                   | (7.182.521)             | (10.424.961)         | (6.713.307)                | (10.147.705)         |
| <b>Total cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto</b>  | <b>\$ 2.140.393.857</b> | <b>\$ 54.586.324</b> | <b>\$ 1.877.569.647</b>    | <b>\$ 61.470.109</b> |

- (1) A 30 de junio de 2023 las cuentas por cobrar corresponden principalmente a cartera de clientes del mercado regulado por \$1.112.092.731, cartera de alumbrado público por \$142.515.322, trabajos a particulares \$70.473.059, cartera de infraestructura \$7.838.446 y cartera de esquemas regulatorios \$67.407.791.

A 30 de junio de 2023 la cartera estimada presenta un aumento de \$99.470.918, principalmente por mayor energía contratada para el mercado mayorista por 292,2 GWh y aumento en precio ponderado para mercado no regulado por 44,36 \$/kWh.

Aumento de la cartera facturada de mercado mayorista y no regulado por \$7.522.844 por vencimiento de facturación respecto a diciembre de 2022.

A partir del año 2020 se aplica el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por 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 de 2019 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 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es por \$334.842.415 y \$351.055.500, respectivamente.

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

A 30 de junio de 2023, la cartera de energía residencial diferida de los estratos del 1 al 4 es de \$21.616.911, la porción corriente corresponde a \$1.564.816 y no corriente \$52.095.

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

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

(En miles de pesos)

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%.

Las cuentas comerciales corrientes en Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. corresponden a estimados de energía por \$5.546.566; los clientes más representativos son: Bodytech Active S.A.S. por valor de \$696.582; Crepes & Waffles S.A. por 279.606; Carbones San Fernando S.A.S. por valor de \$402.306; Mercados Zapatoca S.A. y Alimentos Pippas S.A.S. por valor de \$317.436; y en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. a las provisiones de ingresos por servicio de muellaje registrados a los clientes Petróleos del Mileno S.A.S. e Impala Terminals Colombia S.A.S. por \$48.818.

#### **Centroamérica:**

Al 30 de junio de 2023 la cartera comercial corriente de las operaciones de Centroamérica corresponde a clientes por ventas de energía por \$112.599.684 y facturas por emitir por \$100.886.208.

Por país los saldos ascienden a:

- **Panamá:** Energía facturada por \$88.477.937, principalmente en la compañía Enel Fortuna S.A. con los siguientes terceros más representativos: Distribución Eléctrica Metro-Oeste S.A. (Edemet) por \$40.517.104; Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí S.A. (Edechi) por \$13.009.733; Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. (Etesa) por \$8.755.584; Elektra Noreste S.A. (Ensa) por \$5.536.681 y Gaming y Services S.A., por \$3.281.772 y; adicionalmente, una cartera estimada por \$74.746.952.
  - **Guatemala:** Energía facturada por \$6.768.315, principalmente en la compañía Renovables de Guatemala S.A. con los siguientes terceros más representativos: Comercializadora y Productora de Bebidas Los Volcanes, S.A. por \$1.480.798; Embotelladora Central S.A., por \$1.117.732; Alimentos y Bebidas Atlántida S.A. por \$ 880.468; Cemex Guatemala S.A. por \$723.223; Solaris Guatemala S.A., por \$516.942; Plásticos Máximo S.A. \$516.164; Industrias de Exportación Universal S.A. por \$387.734; Empresa Eléctrica de Oriente S.A., por valor de \$352.405 y GRS Comercializadora S.A. C.V. por \$321.737; adicionalmente, una cartera estimada por \$16.883.817.
  - **Costa Rica:** Energía facturada por \$17.353.432 y una cartera estimada por \$9.255.439, con el tercero Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).
- (2) Al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente a cuentas por cobrar a empleados por un valor presente de \$62.449.136, cuentas por cobrar a personal retirado por un valor presente de \$3.005.758 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 para personal retirado 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.

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

Cuentas por cobrar a terceros correspondientes a trabajos a particulares e infraestructura del segmento de distribución por \$14.435.219, cuenta por cobrar al Ministerio de Hacienda por concepto de los pagos realizados por el Grupo, producto de los fallos en contra de Betania correspondiente a los procesos vigentes en la fecha del contrato de compraventa de acciones en 1997 por \$2.613.875, cuenta por cobrar a Mapfre Seguros Colombia S.A. por siniestro en la Central de Termocartagena \$23.970.098, cuenta por cobrar al Ministerio de Minas y Energía correspondiente a devolución de contribuciones al cliente Manufacturas Eliot \$7.182.615, multas y sanciones de contratos por \$2.217.110, acuerdos tripartitos \$2.965.576, arrendamientos \$745.286, servicios de administración y supervisión \$437.650, venta de cenizas \$323.012 y representación comercial \$215.765.

Dentro del saldo de otros deudores no corrientes al 30 junio de 2023, se encuentra principalmente la cuenta por cobrar al Municipio de Guachené y Sesquilé por \$2.743.613, deteriorada al 100%.

**Centroamérica:**

Al 30 de junio de 2023 las otras cuentas por cobrar corrientes de las compañías de Centroamérica tienen un saldo de \$585.538, las cuales corresponden principalmente a Costa Rica por el concepto de costos de arbitraje por al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Las otras cuentas por cobrar no corrientes presentan un valor de \$3.333.629, las cuales corresponden principalmente a Panamá en la compañía Enel Fortuna S.A. por valor de \$3.109.434, por concepto de constitución de fondos en una entidad financiera según lo establece la legislación panameña el cual garantiza la contraprestación a la que tiene derecho un colaborador de la compañía. Estos fondos son restituidos por la entidad a la compañía en el momento en el que este incurre en la obligación con el colaborador.

- (3) A partir del 1 de enero de 2018 con la entrada en vigencia de la NIIF 9, se calcula la pérdida crediticia esperada reconociendo el deterioro de manera anticipada desde el primer día y no esperando a que se de 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 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---|------------------------|----------------------------|
| <b>Provisión de deterioro cuentas comerciales</b>         |                        |                            |
| Modelo Simplificado Colectivo (a)                         | \$ 162.145.747         | \$ 142.993.681             |
| Modelo Simplificado Individual (b)                        | 151.290.434            | 147.114.775                |
| <b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b>   | <b>\$ 313.436.181</b>  | <b>\$ 290.108.456</b>      |
| <b>Provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b>       |                        |                            |
| Modelo General Colectivo                                  | 17.474.905             | 16.731.240                 |
| <b>Total provisión deterioro otras cuentas por cobrar</b> | <b>\$ 17.474.905</b>   | <b>\$ 16.731.240</b>       |
| <b>Total</b>  | <b>\$ 330.911.086</b>  | <b>\$306.839.696</b>       |

Por el año 2023 se presentan las siguientes variaciones en el deterioro:

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

**(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.

**(b) Modelo Simplificado Individual:**

La provisión de cartera de modelo individual corresponde principalmente a:

- Provisión mantenimiento e infraestructura del Distrito \$671.297.
- Provisión de cartera de otros negocios \$14.246.092 principalmente, Municipio de Sopó por \$5.457.238; IFI Concesión Salinas por \$2.096.761; Santa Ana Clay SA por \$2.008.324; Municipio del Colegio por \$1.351.698; Municipio de Agua de Dios por \$1.146.623; Municipio Puerto Salgar Acueducto por \$811.558 y Alcandía Municipal Puerto Salgar por \$576.455.
- Provisión de cartera de otros negocios \$11.504.103 principalmente, Uniaguas S.A. E.S.P. \$5.957.614 y Aguas del Sinú S.A. E.S.P. \$4.539.903.
- Provisión clientes con prescripción (cartera con edad superior a 5 años que no se encuentra en pleito legal) por \$16.584.370.
- Provisión cartera peajes por \$737.560.
- Provisión de cartera comercial energía y gas del mercado no regulado y mayorista por \$105.654.271 principalmente por incremento de cartera estimada debido a mayor consumo de energía en junio 2023 respecto a diciembre 2022.
- Provisión de cartera sociedades Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. por \$20.668.

**Centroamérica:**

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

A continuación, se presenta el saldo correspondiente a Centroamérica:

| Concepto  | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---|------------------------|----------------------------|
| Provisión de deterioro cuentas comerciales              |                        |                            |
| Modelo Simplificado Individual                          | \$ 1.872.616           | \$ 1.545.851               |
| <b>Total provisión de deterioro cuentas comerciales</b> | <b>\$ 1.872.616</b>    | <b>\$ 1.545.851</b>        |

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

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

Al 30 de junio de 2023 no se han evidenciado efectos importantes que incidan en el cálculo del deterioro de cartera, por esta razón se han mantenido los modelos sugeridos bajo NIIF 9.

#### 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 30 de junio de 2023 y el 31 de diciembre de 2022 el Grupo respalda la venta de energía y gas con pagarés en blanco y garantías bancarias.

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

## 8. Saldos y transacciones con partes relacionadas

### Cuentas por cobrar a entidades relacionadas

| Nombre empresa relacionada                        | País de origen | Tipo de vinculada | Tipo de transacción       | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---|----------------|-------------------|---------------------------|------------------------|----------------------------|
|   |                |                   |                           | Corriente              | Corriente                  |
| Enel Grids S.R.L.                                 | Italia         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | \$ 3.264.785           | \$ 2.783.640               |
| Enel North América, Inc.                          | Estados Unidos | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 2.506.863              | 2.098.469                  |
| Enel Green Power R.S.A.                           | Sudáfrica      | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 2.421.520              | 2.779.103                  |
| Enel S.p.A.                                       | Italia         | Matriz            | Expatriados (1)           | 1.322.568              | 615.228                    |
| Enel Brasil S.A.                                  | Brasil         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 1.159.356              | 1.293.772                  |
| Enel Green Power S.p.A.                           | Italia         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 1.118.898              | 754.713                    |
| Enel Generación Perú S.A.                         | Perú           | Otra (*)          | Prestación de servicios   | 854.000                | 854.000                    |
| Enel Generación Perú S.A.                         | Perú           | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 50.000                 | 85.005                     |
| Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U. | España         | Otra (*)          | Servicios off-shore (2)   | 658.450                | 1.321.459                  |
| Endesa Energía S.A.                               | España         | Otra (*)          | Servicios off-shore (2)   | 601.884                | 439.052                    |
| Fontibón Z.E S.A.S.                               | Colombia       | Otra (***)        | Contrato de mandato (3)   | 427.159                | -                          |
| Enel Américas S.A.                                | Chile          | Controladora      | Reembolso de gastos       | 303.796                | 299.709                    |
| Enel Services México S.A.                         | México         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 288.563                | -                          |
| Usme Z.E. S.A.S.                                  | Colombia       | Otra (***)        | Contrato de mandato (3)   | 251.562                | -                          |
| Enel Global Trading S.p.A.                        | Italia         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 233.038                | 123.910                    |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.            | Colombia       | Otra (**)         | Otros servicios           | 71.548                 | 43.331                     |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.            | Colombia       | Otra (**)         | Descuento de energía      | 46.993                 | 46.013                     |
| Grupo de Energía de Bogotá S.A. E.S.P.            | Colombia       | Otra (**)         | Iluminación navideña (4)  | -                      | 798.319                    |
| Enel Trading Argentina S.R.L.                     | Argentina      | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 108.062                | 108.062                    |
| Enel X Way Colombia S.A.S.                        | Colombia       | Otra (***)        | Otros servicios           | 90.403                 | -                          |
| Enel Distribución Chile S.A.                      | Chile          | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 74.951                 | 44.264                     |
| Companhia Energética Do Ceara                     | Brasil         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 62.933                 | 62.933                     |
| Enel Distribución Perú S.A.                       | Perú           | Otra (*)          | Expatriados (1)           | 46.711                 | 46.711                     |
| Bogotá ZE S.A.S.                                  | Colombia       | Otra (***)        | Otros servicios           | 23.728                 | -                          |
| Colombia ZE S.A.S.                                | Colombia       | Otra (***)        | Otros servicios           | 23.728                 | -                          |
| Enel Américas S.A.                                | Chile          | Controladora      | Expatriados (1)           | -                      | 69.314                     |
| Enel Chile S.A.                                   | Chile          | Otra (*)          | Expatriados (1)           | -                      | 132.752                    |
| Enel Energía S.A. DE C.V.                         | México         | Otra (*)          | Venta de energía          | -                      | 686.757                    |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L.             | Italia         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | -                      | 407.608                    |
| Enel S.p.A.                                       | Italia         | Matriz            | Reembolsos póliza covid19 | -                      | 12.791                     |
| Kino Facilities Manager S.A. de C.V.              | México         | Otra (*)          | Expatriados (1)           | -                      | 183.198                    |
| <b>Total</b>                                      |                |                   |                           | <b>\$ 16.011.499</b>   | <b>\$ 16.090.113</b>       |

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

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

(\*\*\*) Corresponde a compañías asociadas a Enel Colombia S.A. E.S.P.

Se presenta un deterioro de acuerdo con la NIIF 9 en las cuentas por cobrar a relacionadas por valor de \$483.426.

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

- (1) La variación corresponde a los movimientos de provisión año 2022 y pagos realizados por los costos del personal expatriado.
- (2) Servicio de Call Center de acuerdo con el contrato suscrito entre las partes, la variación corresponde principalmente a pagos recibidos durante el 2023 por (\$1.187.636) y causación de servicios año 2023 por \$658.450.
- (3) Cuenta por cobrar correspondiente al pago de proveedores de Fontibón Z.E. S.A.S. y Usme ZE S.A.S. de acuerdo con el contrato de mandato suscrito entre las partes, al 30 de junio de 2023 el valor corresponde a Fontibón Z.E. S.A.S por \$427.159, y Usme ZE S.A.S por \$251.562.
- (4) Corresponde al servicio de iluminación navideña prestado en el 2022 y el pago se realizó en enero de 2023 por (\$798.319).

#### Cuentas por pagar a entidades relacionadas

| Nombre Empresa Relacionada               | País de Origen | Tipo de Vinculada | Tipo de Transacción                    | Al 30 de junio de 2023  |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|--|----------------|-------------------|--|-------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|  |                |                   |  | Corriente               | No Corriente          | Corriente                  | No Corriente          |
| Enel Américas S.A.                       | Chile          | Otra (*)          | Dividendos (1)                         | \$ 1.570.253.812        | \$ -                  | \$ -                       | \$ -                  |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.         | Colombia       | Otra (**)         | Dividendos (1)                         | 1.164.181.144           | -                     | -                          | -                     |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.         | Colombia       | Otra (**)         | Otros servicios                        | 239                     | -                     | 261.695                    | -                     |
| Enel Finance International S.R.L.        | Países Bajos   | Otra (*)          | Préstamos (2)                          | 80.477.155              | 255.310.326           | 92.371.563                 | 339.162.179           |
| Enel Grids S.R.L.                        | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 56.683.517              | -                     | 105.053.782                | -                     |
| Enel Grids S.R.L.                        | Italia         | Otra (*)          | Impatriados                            | 2.983.979               | -                     | 1.930.360                  | -                     |
| Enel Green Power S.p.A. Global           | Italia         | Otra (*)          | Technical fee                          | 51.622.628              | -                     | 54.265.534                 | -                     |
| Enel Green Power S.p.A. Global           | Italia         | Otra (*)          | HH Recharge PUC (4)                    | 13.873.928              | -                     | 14.441.519                 | -                     |
| Enel Green Power S.p.A. Global           | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 4.155.340               | -                     | 9.859.522                  | -                     |
| Enel Green Power S.p.A. Global           | Italia         | Otra (*)          | Pólizas Covid 19                       | 2.150                   | -                     | 2.150                      | -                     |
| Enel Green Power S.p.A. Global           | Italia         | Otra (*)          | Impatriados                            | -                       | -                     | 1.006.122                  | -                     |
| Enel Global Services S.R.L.              | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 29.564.229              | -                     | 38.712.981                 | -                     |
| Enel Energía, S.A. DE C.V.               | México         | Otra (*)          | Energía                                | 14.107.639              | -                     | 3.249.483                  | -                     |
| Enel X S.R.L.                            | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 5.665.640               | -                     | 6.822.632                  | -                     |
| Enel S.p.A.                              | Italia         | Matriz            | Servicios informáticos (3)             | 4.702.097               | -                     | 8.897.477                  | -                     |
| Enel S.p.A.                              | Italia         | Matriz            | Impatriados                            | 1.469.347               | -                     | 1.149.536                  | -                     |
| Enel S.p.A.                              | Italia         | Matriz            | Garantías e intereses (5)              | 953.289                 | -                     | 10.173.919                 | -                     |
| Enel S.p.A.                              | Italia         | Matriz            | Pólizas Covid 19                       | 404.127                 | -                     | 124.412                    | -                     |
| Kino Facilities Manager S.A. DE CV       | México         | Otra (*)          | Servicios de ingeniería y construcción | 4.295.369               | -                     | 4.733.882                  | -                     |
| Enel Green Power Chile S.A.              | Chile          | Otra (*)          | HH Recharge PUC (4)                    | 3.807.137               | -                     | 8.347.242                  | -                     |
| Enel Produzione S.p.A.                   | Italia         | Otra (*)          | Impatriados                            | 2.613.003               | -                     | 2.933.579                  | -                     |
| Enel Brasil S.A.                         | Brasil         | Otra (*)          | Impatriados                            | 2.130.169               | -                     | 2.257.991                  | -                     |
| Enel Brasil S.A.                         | Brasil         | Otra (*)          | Impatriados                            | 204.528                 | -                     | -                          | -                     |
| Enel Global Trading S.p.A.               | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 1.678.505               | -                     | 1.985.406                  | -                     |
| Enel Global Trading S.p.A.               | Italia         | Otra (*)          | Impatriados                            | -                       | -                     | 164.890                    | -                     |
| Enel Italia S.R.L.                       | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 1.602.991               | -                     | 2.440.477                  | -                     |
| Enel Italia S.R.L.                       | Italia         | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | 562.034                 | -                     | -                          | -                     |
| Gridspertise S.R.L.                      | Italia         | Otra (*)          | Servicios de Ingeniería                | 876.530                 | -                     | 843.207                    | -                     |
| Enel Green Power España S.L.U.           | España         | Otra (*)          | Impatriados                            | 827.800                 | -                     | 1.410.731                  | -                     |
| Enel Iberia S.R.L.                       | España         | Otra (*)          | Impatriados                            | 422.848                 | -                     | 441.238                    | -                     |
| Enel Generación Chile S.A.               | Chile          | Otra (*)          | Impatriados                            | 214.223                 | -                     | 218.852                    | -                     |
| Enel Chile S.A.                          | Chile          | Otra (*)          | Expatriados                            | 208.815                 | -                     | 120.962                    | -                     |
| Enel Chile S.A.                          | Chile          | Otra (*)          | Servicios informáticos (3)             | -                       | -                     | 658.798                    | -                     |
| Enel Distribución Chile S.A.             | Chile          | Otra (*)          | Expatriados                            | 135.552                 | -                     | 134.512                    | -                     |
| Fundación Enel Colombia                  | Colombia       | Otra (*)          | Donación                               | 55.373                  | -                     | -                          | -                     |
| Energía y Servicios South América S.p.A. | Chile          | Otra (*)          | Otros servicios                        | 54.012                  | -                     | 61.987                     | -                     |
| E-Distribuzione S.p.A.                   | Italia         | Otra (*)          | Servicios de ingeniería                | 10.824                  | -                     | 12.152                     | -                     |
| Enel Green Power El Salvador S.A.        | El Salvador    | Otra (*)          | Otras cuentas por pagar (6))           | -                       | 29.108.495            | -                          | 33.406.887            |
| Enel Green Power Romania S.R.L.          | Romania        | Otra (*)          | Impatriados                            | -                       | -                     | 1.925.349                  | -                     |
| <b>Total</b>                             |                |                   |  | <b>\$ 3.020.799.973</b> | <b>\$ 284.418.821</b> | <b>\$ 377.013.942</b>      | <b>\$ 372.569.066</b> |

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

### Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

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

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

- (1) Corresponde a la distribución de utilidades aprobada por la Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023, con cargo a la utilidad neta de 2022 por un total \$2.738.253.682, siendo los principales accionistas Enel Américas S.A. con 57.34% y el Grupo de Energía de Bogotá S.A E.S.P. con 42,52%.
- (2) Corresponde a préstamo para financiar la construcción de 7 plantas solares en Centroamérica, estos tienen vencimientos entre el 2025 y 2031.
- (3) La variación corresponde al efecto neto de pago de facturas por servicios año 2022 y provisiones de los servicios informáticos de enero a junio de 2023 relacionados con los proyectos 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.
- (4) Corresponde a costo de horas hombre por servicios de profesionales de ingeniería para el desarrollo de las plantas La Loma, Guayepo y Windpeshi.
- (5) 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 variación se da principalmente por el pago de los servicios año 2022 durante el primer trimestre 2023 por (\$10.070.004).
- (6) Corresponde a un acuerdo de otras cuentas por pagar, entre las compañías Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V y Generadora Montecristo S.A. En el año 2015 la compañía Enel Green Power El Salvador S.A. de C.V. inició su proceso de liquidación-disolución y se espera que durante 2023 la oficina de impuestos finalice la auditoría y emita solvencia para entrar al acuerdo de disolución-liquidación. Una vez sea emitido el certificado de resolución fiscal, Generadora Montecristo S.A. cancelará la deuda.

### Efectos en resultados con entidades relacionadas

| Ingresos/ Compañía                  | Concepto de la Transacción            | Al 30 de junio de 2023 | Al 30 de junio de 2022 |
|-------------------------------------|---------------------------------------|------------------------|------------------------|
| Enel Grids S.R.L.                   | Expatriados                           | \$ 4.060.532           | \$ -                   |
| Enel Grids S.R.L.                   | Diferencia en cambio                  | 481.146                | -                      |
| Enel Global Services S.p.A.         | Diferencia en Cambio                  | 3.749.030              | 455.162                |
| Enel Green Power S.p.A. Global      | Comisión de gestión y otros servicios | 1.582.787              | -                      |
| Enel Green Power S.p.A. Global      | Diferencia en cambio                  | 1.048.510              | 16.331                 |
| Enel Green Power S.p.A. Global      | Expatriados                           | 50.691                 | 171.671                |
| Enel S.p.A.                         | Diferencia en cambio                  | 880.893                | 780.395                |
| Enel S.p.A.                         | Expatriados                           | 742.534                | -                      |
| Enel Green Power Chile S.A.         | Diferencia en cambio                  | 782.930                | -                      |
| Endesa Operaciones y Servicios S.L. | Servicios Off Shore                   | 584.492                | 540.977                |
| Endesa Operaciones y Servicios S.L. | Diferencia en cambio                  | 138.349                | 14.942                 |
| Enel X S.R.L.                       | Diferencia en cambio                  | 566.707                | 173.837                |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.    | Venta de energía (a)                  | 364.581                | 161.583                |
| Enel Green Power Romania S.R.L.     | Diferencia en cambio                  | 199.267                | -                      |
| Endesa Energía S.A.                 | Servicios Off Shore                   | 194.525                | -                      |
| Endesa Energía S.A.                 | Diferencia en cambio                  | 3.348                  | -                      |
| Enel Green Power España S.L.U       | Diferencia en cambio                  | 162.054                | 13.878                 |
| Enel Services México S.A.           | Otros ingresos varios - Grupo         | 114.218                | -                      |

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

| Ingresos/ Compañía                                     | Concepto de la Transacción       | Al 30 de junio de 2023 | Al 30 de junio de 2022 |
|--|----------------------------------|------------------------|------------------------|
| Enel Global Trading S.p.A.                             | Expatriados                      | 109.128                | -                      |
| Enel Global Trading S.p.A.                             | Diferencia en cambio             | 75.993                 | 171.522                |
| Gridspertise S.R.L.                                    | Diferencia en cambio             | 93.345                 | 93                     |
| Enel Chile S.A.  | Expatriados                      | 73.104                 | 19.309                 |
| Enel Chile S.A.  | Diferencia en Cambio             | -                      | 40.630                 |
| Enel Generación Perú S.A.                              | Expatriados                      | 50.000                 | 59.304                 |
| Enel Generación Perú S.A.                              | Contrato prestación de servicios | 2                      | -                      |
| Enel Distribución Chile S.A.                           | Expatriados                      | 30.914                 | 13.110                 |
| Enel Brasil S.A.                                       | Expatriados                      | 23.790                 | 15.914                 |
| Energía y Servicios South América SPA                  | Diferencia en cambio             | 7.976                  | -                      |
| Enel Iberia S.R.L.                                     | Diferencia en cambio             | 1.354                  | -                      |
| E-Distribuzione S.p.A.                                 | Diferencia en cambio             | 1.328                  | 183                    |
| Codensa S.A. E.S.P.                                    | Venta de energía (a)             | -                      | 148.989.211            |
| Codensa S.A. E.S.P.                                    | Otros servicios (a)              | -                      | 24.000                 |
| Codensa S.A. E.S.P.                                    | Ingresos financieros (a)         | -                      | 123                    |
| Enel Green Power Colombia S.A.S.                       | Venta de energía (a)             | -                      | 13.111.584             |
| Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L.         | Diferencia en cambio             | -                      | 974.915                |
| Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L.         | Expatriados                      | -                      | 720.699                |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L.                  | Diferencia en cambio             | -                      | 826.616                |
| Enel Global Thermal Generation S.R.L.                  | Expatriados                      | -                      | 183.188                |
| Enel North América, Inc.                               | Expatriados                      | -                      | 576.833                |
| Energía Nueva, Energía Limpia México S de R.L. de C.V. | Expatriados                      | -                      | 150.565                |
| Enel Italia S.R.L.                                     | Diferencia en cambio             | -                      | 26.095                 |
| Enel Produzione S.P.A.                                 | Expatriados                      | -                      | 17.717                 |
| Enel Distribución Perú S.A.                            | Expatriados                      | -                      | 15.510                 |
| Enel Finance International NV                          | Diferencia en cambio             | -                      | 11.733                 |
| Enel Generación Chile S.A.                             | Diferencia en cambio             | -                      | 8.984                  |
| Enel Américas S.A.                                     | Expatriados                      | -                      | 2.939                  |
| Cesi S.p.A.  | Diferencia en cambio             | -                      | 373                    |
|  |                                  | <b>\$ 16.173.528</b>   | <b>\$ 168.289.926</b>  |

(a) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022.

| Costos y gastos/Compañía                         | Concepto de la transacción | Al 30 de junio de 2023 | Al 30 de junio de 2022 |
|--|----------------------------|------------------------|------------------------|
| Enel Energía, S.A. de C.V.                       | Compra de energía (1)      | \$ 25.428.525          | \$ 17.692.981          |
| Enel Grids S.R.L.                                | Servicios informáticos (2) | 8.697.985              | -                      |
| Enel Grids S.R.L.                                | Impatriados                | 1.046.362              | -                      |
| Enel Global Services S.R.L.                      | Servicios informáticos (2) | 7.692.299              | 2.720.753              |
| Enel Global Services S.R.L.                      | Diferencia en cambio       | 1.050.849              | 105.866                |
| Enel S.p.A.                                      | Servicios Informáticos (2) | 3.939.615              | 2.700.173              |
| Enel S.p.A.                                      | Expatriados                | 1.463.303              | 576.326                |
| Enel S.p.A.                                      | Diferencia en cambio       | 26.130                 | 816.693                |
| Gridspertise S.R.L.                              | Servicios de ingeniería    | 2.895.171              | 607.539                |
| Gridspertise S.R.L.                              | Diferencia en cambio       | 117.026                | -                      |
| Enel Green Power S.p.A. Global                   | Servicios informáticos     | 2.838.654              | 593.952                |
| Enel Green Power S.p.A. Global                   | Diferencia en cambio       | 1.812.493              | -                      |
| Enel Global Trading S.p.A.                       | Servicios informáticos     | 1.288.604              | 1.206.722              |
| Enel Global Trading S.p.A.                       | Diferencia en cambio       | 20.796                 | 6.516                  |
| Enel Global Trading S.p.A.                       | Impatriados                | -                      | 128.506                |
| Enel X S.R.L.                                    | Servicios informáticos     | 928.313                | 1.102.630              |
| Enel Green Power Romania S.R.L.                  | Expatriados                | 472.398                | 222.474                |
| Enel Green Power Chile S.A.                      | Diferencia en Cambio       | 239.713                | 131.300                |
| Endesa Operaciones y Servicios Comerciales S.L.U | Diferencia en cambio       | 203.746                | 27.173                 |
| Enel Iberia S.R.L.                               | Impatriados                | 190.166                | 165.074                |
| Enel Generación Chile S.A.                       | Impatriados                | 88.662                 | 149.506                |
| Enel Generación Chile S.A.                       | Diferencia en cambio       | 630                    | 27.765                 |
| Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.                 | Otros Servicios            | 87.017                 | 13.889                 |
| Enel Chile S.A.                                  | Impatriados                | 86.712                 | -                      |
| Enel Chile S.A.                                  | Servicios informáticos     | 76.762                 | -                      |
| Enel Chile S.A.                                  | Diferencia en cambio       | 26.583                 | -                      |
| Endesa Energía S.A.                              | Diferencia en cambio       | 64.227                 | -                      |
| Enel Services Mexico S.A.                        | Diferencia en cambio       | 8.853                  | -                      |
| Enel Green Power S.p.A. Global                   | Impatriados                | 2.150                  | 290.957                |

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

| Costos y gastos/Compañía                       | Concepto de la transacción | Al 30 de junio de 2023 | Al 30 de junio de 2022 |
|--|----------------------------|------------------------|------------------------|
| Enel Green Power S.p.A. Global                 | Technical fee              | -                      | 2.300.797              |
| Enel Green Power S.p.A. Global                 | Tech management            | -                      | 531.884                |
| Enel Distribución Chile S.A.                   | Diferencia en cambio       | 1.269                  | -                      |
| Enel Generación Perú S.A.A.                    | Diferencia en cambio       | 2                      | -                      |
| Codensa S.A. E.S.P.                            | Transporte de energía (3)  | -                      | 32.868.945             |
| Codensa S.A. E.S.P.                            | Gastos financieros (3)     | -                      | 28.021                 |
| Enel Green Power Colombia S.A.S.               | Compra de energía (3)      | -                      | 7.503.795              |
| Enel S.p.A.                                    | Garantía e intereses (4)   | -                      | 6.327.677              |
| Enel S.p.A.                                    | Gastos financieros         | -                      | 74.344                 |
| Enel Finance Internacional Nv                  | Gastos financieros         | -                      | 5.813.485              |
| Enel Américas S.A.                             | Deterioro (5)              | -                      | 5.590.350              |
| Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L. | Servicios informáticos     | -                      | 5.438.416              |
| Enel Global Infrastructure and Networks S.R.L. | Impatriados                | -                      | 841.165                |
| Enel GI Th Generation S.R.L.                   | Servicios informáticos     | -                      | 2.060.707              |
| Fundación Enel                                 | Donaciones                 | -                      | 862.739                |
| Enel Brasil S.A.                               | Impatriados                | -                      | 172.813                |
| Energía y Servicios South América              | Otros servicios            | -                      | 2.794                  |
|  |                            | <b>\$ 60.795.015</b>   | <b>\$ 99.704.727</b>   |

- (1) Corresponde a las compras de energía realizadas por Enel Guatemala S.A. para cumplimientos de contratos en el primer semestre del 2023.
- (2) La variación corresponde principalmente a que las transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022 en Codensa S.A. E.S.P. y EGP Colombia S.A.S. E.S.P, se trasladaron al patrimonio. En el año 2023 no se tiene este efecto y se muestra el resultado total del semestre.
- (3) Corresponde a transacciones realizadas en los meses de enero y febrero de 2022, antes del proceso de fusión.
- (4) Para el año 2023 las garantías de Enel Colombia no se toman por medio de Enel SPA, sino directamente con las entidades financieras, actualmente solo se registra una comisión intercompany que permanecerá hasta el vencimiento de las garantías constituidas con Enel SPA en el año 2022.
- (5) Al cierre de diciembre 2022 se cerró la cuenta por cobrar por capitalización de Enel Américas S.A., por lo tanto, al 30 de junio de 2023 no se tiene deterioro.

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

**Junta Directiva**

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

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

La Junta Directiva, vigente al 30 de junio de 2023, fue elegida por la Asamblea General de Accionistas en sesión ordinaria llevada a cabo el 29 de marzo de 2022. En el Grupo se designa un presidente, el cual es elegido por la Junta Directiva entre sus miembros para un período de dos (2) años, pudiendo ser reelegido indefinidamente o removido libremente antes del vencimiento del período. Así mismo, la Junta Directiva nombrará a un secretario, quien no podrá ser miembro de la Junta y podrá ser reemplazado libremente en cualquier momento. La designación del presidente y secretario se aprobó por la Junta Directiva en sesión No. 507 del 30 de marzo de 2022.

Conforme a lo establecido en el artículo 43 numeral segundo de los estatutos sociales, es función de la Asamblea General de Accionistas fijar la remuneración de los miembros de la Junta Directiva. La remuneración vigente, según aprobación de la Asamblea de Accionistas en sesión ordinaria del 29 de marzo de 2022 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 108 celebrada el 28 de marzo de 2023, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

| <b>Renglón</b> | <b>Principal</b>           | <b>Suplente</b>                 |
|----------------|----------------------------|---------------------------------|
| Primero        | Lucio Rubio Díaz           | Francesco Bertoli               |
| Segundo        | José Antonio Vargas Lleras | Maurizio Rastelli               |
| Tercero        | Andrés Caldas Rico         | Diana Marcela Jiménez Rodríguez |
| Cuarto         | Carolina Soto Losada       | Sin Designación                 |
| Quinto         | Juan Ricardo Ortega López  | Andrés Baracaldo Sarmiento      |
| Sexto          | Jorge Andrés Tabares Angel | Néstor Raúl Fagua Guauque       |
| Séptimo        | Astrid Martínez Ortiz      | Sin designación                 |

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

Los honorarios pagados a la Junta Directiva:

| <b>Tercero</b>                  | <b>Al 30 de junio de 2023</b> | <b>Al 31 de diciembre de 2022</b> |
|---------------------------------|-------------------------------|-----------------------------------|
| Vargas Lleras José Antonio      | \$ 92.847                     | \$ 127.949                        |
| Rubio Díaz Lucio                | 61.913                        | 136.641                           |
| Ortega López Juan Ricardo       | 61.913                        | 127.709                           |
| Martínez Ortiz Astrid           | 61.913                        | 118.777                           |
| Soto Losada Carolina            | 61.913                        | 118.777                           |
| Tabares Ángel Jorge Andrés      | 61.913                        | 109.844                           |
| Caldas Rico Andrés              | 21.574                        | 109.844                           |
| Jiménez Rodríguez Diana Marcela | 9.405                         | -                                 |
| Villasante Losada Álvaro        | -                             | 36.194                            |
| Rastelli Maurizio               | -                             | 9.040                             |
| <b>Total general</b>            | <b>\$ 433.391</b>             | <b>\$ 894.775</b>                 |

**Personal clave de la Gerencia**

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

| <b>Nombre</b>             | <b>Cargo</b>                 | <b>Periodo 2023</b> |
|---------------------------|------------------------------|---------------------|
| Lucio Rubio Díaz          | Gerente                      | enero – mayo        |
| Luciano Tomassi           | Gerente                      | junio               |
| Eugenio Calderón          | Primer Suplente del Gerente  | enero – junio       |
| Fernando Gutiérrez Medina | Segundo Suplente del Gerente | enero – junio       |

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

| Nombre                | Cargo   | Periodo 2023  |
|-----------------------|---|---------------|
| Francesco Bertoli     | Tercer Suplente del Gerente                                       | enero – junio |
| Carlos Mario Restrepo | Cuarto Suplente del Gerente                                       | enero – junio |
| Maurizio Rastelli     | Quinto Suplente del Gerente / Gerente Administrativo y Financiero | enero – junio |

Las remuneraciones devengadas por el personal clave del Grupo ascienden del 1 de enero al 30 de junio de 2023 a \$4.561.576. Estas remuneraciones incluyen los salarios y bonificaciones así:

|                          | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--------------------------|------------------------|----------------------------|
| Remuneraciones           | \$ 4.025.785           | \$ 6.955.482               |
| Beneficios a corto plazo | 535.791                | 1.452.147                  |
| Beneficios a largo plazo | -                      | 1.433.334                  |
|                          | <b>\$ 4.561.576</b>    | <b>\$ 9.840.963</b>        |

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

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

Del 1 de enero al 30 de junio de 2023 el Grupo no cuenta con beneficios de pagos basados en acciones al personal clave de la gerencia, ni ha constituido garantía a favor de estos.

Del 1 de enero al 30 de junio de 2023 se reconoció pago de bono de retiro por valor de \$555.479.

**9. Inventarios, neto**

|   | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---|------------------------|----------------------------|
| Materiales eléctricos y accesorios de energía, neto (1) | \$ 374.794.472         | \$ 290.289.310             |
| Carbón (2)  | 90.528.717             | 86.464.724                 |
| Transformadores (3)                                     | 63.453.428             | 46.094.006                 |
| Fuel oil (4)  | 15.553.081             | 32.550.531                 |
| Bonos de carbono CO2 (5)                                | 18.750.803             | 90.656                     |
| Materiales no eléctricos (1)                            | 9.972.018              | 10.220.806                 |
| Otros inventarios                                       | 3.336.354              | 3.307.773                  |
| <b>Total inventarios</b>                                | <b>\$ 576.388.873</b>  | <b>\$ 469.017.806</b>      |

(1) Los materiales y accesorios están compuestos por:

|                                | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Repuestos y materiales (a)     | \$ 390.843.982         | \$ 307.932.335             |
| Provisión de materiales (b)    | (6.077.492)            | (7.422.219)                |
| <b>Total otros Inventarios</b> | <b>\$ 384.766.490</b>  | <b>\$ 300.510.116</b>      |

(a) Al 30 de junio de 2023 se realizó uso de la provisión constituida para el período 2023 por \$1.028.014 correspondiente a baja de material obsoleto en el segmento de distribución.

(b) En las compañías de Centroamérica, Panamá tiene al 30 de junio de 2023 una provisión de obsolescencia por \$2.144.761.

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 el Grupo para el año 2023.

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

**Centroamérica:**

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

| Inventarios Centroamérica              |                      |
|--|----------------------|
| País                                   | Valor                |
| Guatemala                              | \$ 21.831.077        |
| Panamá                                 | 8.181.451            |
| Costa Rica                             | 1.738.452            |
| <b>Total Inventarios Centroamérica</b> | <b>\$ 31.750.980</b> |

- (2) Carbón (Central Termozipa): Con corte a 30 de junio de 2023 y con respecto al corte del 31 diciembre de 2022, el valor del inventario registra un mayor valor debido al incremento de precios de la tonelada del combustible.
- (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 2023.
- (4) FUEL OÍL (Central Cartagena): Al 30 de junio de 2023, con respecto al 31 de diciembre de 2022, el valor del inventario de combustible disminuyó debido a que se aumentó el consumo de combustible por despachos de la central asociados a generaciones de seguridad del sistema y pruebas de las unidades.
- (5) Al 30 de junio de 2023, se tienen reconocidos bonos de carbono CO<sub>2</sub>, cuyo valor razonable es de \$18.750.803 correspondientes a 2.691.628 certificados emitidos en noviembre de 2020 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2015 – 2018 por \$18.755.788, 1.396.818 certificados emitidos en marzo de 2021 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> de los años 2019 y 2020 por \$19.415.770, 1.167.444 certificados emitidos en febrero de 2022 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$16.485.062 y 1.133.764 certificados emitidos en marzo de 2023 por reducción de emisiones CO<sub>2</sub> por \$18.752.457 de las centrales Quimbo, Guavio Menor, Dario Valencia Samper, Salto II Tequendama; así mismo, se han realizado ventas de certificados CO<sub>2</sub> con impacto en el inventario por (\$54.658.274).

El valor de los inventarios reconocido como gasto durante el período, corresponde a los consumos para la generación de energía.

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

El Grupo a 30 de junio de 2023, tiene activos mantenidos para la venta por \$139.392.912; así como pasivos directamente asociados con activos mantenidos para la venta por \$2.095.340; los cuales se describen a continuación:

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

**Centroamérica**

**Traslado como mantenido para la venta sociedad Transmisora de Energía Renovables S.A.**

Transmisora de Energía Renovables S.A. en adelante (Transnova) está ubicada en Guatemala, se dedica a la transmisión de energía eléctrica en este país. La Compañía fue creada para interconectar la energía generada por la hidroeléctrica Palo Viejo (operada por su relacionado local Renovables de Guatemala, S.A.) por medio de una línea de transmisión y dos subestaciones eléctricas; sin embargo, a la fecha opera para toda la red nacional, donde se conectan tanto agentes terceros independientes como entidades relacionadas locales. Transnova cuenta con subestaciones en Uspantan y Chixoy 2, y una línea de transmisión aérea de 32 kilómetros de extensión para interconectar las subestaciones mencionadas. La línea de transmisión consta de doble circuito, configuración vertical comprendiendo torres metálicas, doble haz de conductor por fase, cable de guarda OPGW, y cadenas de aisladores y fundiciones para bases de torres.

Al cierre del 30 de junio de 2023, el Grupo tenía negociaciones avanzadas en el perfeccionamiento de la venta de Transnova, por lo que la administración del Grupo estima tener una alta probabilidad en la materialización de la venta de la sociedad, en el transcurso del año 2023.

Una vez confirmada esta operación, se estarán negociando los términos del contrato de compraventa y la operación concluirá con la firma y el cierre de forma simultánea al no requerirse autorizaciones por parte de los órganos de regulación o competencia.

El valor estimado de la negociación es de US \$23.000.000, con un rango de +/- 5%, más la disponibilidad de caja de Transnova en el momento del cierre de la transacción. El valor de venta previsto de esta sociedad supera su valor en libros al 30 de junio de 2023.

Considerando lo indicado en los párrafos precedentes, de acuerdo con lo establecido en la NIIF 5 “Activos no corrientes mantenidos para la venta y operaciones discontinuadas” y siguiendo el criterio contable, al 30 de junio 2023, el Grupo reclasificó los activos y pasivos de Transnova S.A., como mantenido para la venta.

A continuación, se detallan los conceptos mantenidos para la venta

|   | <b>CAM<br/>Transmisora de<br/>Energía<br/>Renovable S.A.</b> | <b>Saldo a 30 de<br/>junio 2023</b> | <b>Reclasificación</b> | <b>Saldo a 30 de<br/>junio de 2023</b> |
|---|--|-------------------------------------|------------------------|--|
| <b>ACTIVOS</b>  |  |                                     |                        |  |
| <b>ACTIVOS CORRIENTES</b>                                       |  |                                     |                        |  |
| Efectivo y equivalentes al efectivo                             | 49.018.726   | 49.018.726                          | (49.018.726)           | -                                      |
| Otros activos no financieros                                    | 2.263.919  | 2.263.919                           | (2.263.919)            | -                                      |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras Cuentas por cobrar, neto | 1.215.400  | 1.215.400                           | (1.215.400)            | -                                      |
| Inventarios   | 451.424  | 451.424                             | (451.424)              | -                                      |
| Activos mantenidos para la venta                                | -  | -                                   | 52.949.469             | 52.949.469                             |
| <b>Total de activos corrientes</b>                              | <b>52.949.469</b>  | <b>52.949.469</b>                   | <b>-</b>               | <b>52.949.469</b>                      |
| <b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>                                    |  |                                     |                        |  |
| Otros activos no financieros                                    | 2.073.465  | 2.073.465                           | (2.073.465)            | -                                      |
| Propiedades, planta y equipo                                    | 83.790.878   | 83.790.878                          | (83.790.878)           | -                                      |
| Activos intangibles distintos de la plusvalía                   | 881.972  | 881.972                             | (881.972)              | -                                      |
| Activos mantenidos para la venta                                | -  | -                                   | 86.746.315             | 86.746.315                             |
| <b>Total de activos no corrientes</b>                           | <b>86.746.315</b>  | <b>86.746.315</b>                   | <b>-</b>               | <b>86.746.315</b>                      |
| Eliminaciones y reclasificaciones                               | -  | -                                   | (302.872)              | (302.872)                              |
| <b>Total activos mantenidos para la venta</b>                   | <b>139.695.784</b>   | <b>139.695.784</b>                  | <b>(302.872)</b>       | <b>139.392.912</b>                     |

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

|   | CAM<br>Transmisora de<br>Energía<br>Renovable S.A. | Saldo a 30 de<br>junio 2023 | Reclasificación | Saldo a 30 de<br>junio de 2023 |
|---|--|-----------------------------|-----------------|--------------------------------|
| <b>PASIVOS CORRIENTES</b>                           |  |                             |                 |                                |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar, neto | 1.944.056  | 1.944.056                   | (1.944.056)     | -                              |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas          | 46.083   | 46.083                      | (46.083)        | -                              |
| Pasivos por impuestos                               | 87.270   | 87.270                      | (87.270)        | -                              |
| Otros pasivos no financieros                        | 30.728   | 30.728                      | (30.728)        | -                              |
| Pasivos mantenidos para la venta                    | -  | -                           | 2.108.137       | 2.108.137                      |
| <b>Total de pasivos corrientes</b>                  | <b>2.108.137</b>                                   | <b>2.108.137</b>            | <b>-</b>        | <b>2.108.137</b>               |
| Eliminaciones y reclasificaciones                   | -  | -                           | (12.797)        | (12.797)                       |
| <b>Total pasivos mantenidos para la venta</b>       | <b>2.108.137</b>                                   | <b>2.108.137</b>            | <b>(12.797)</b> | <b>2.095.340</b>               |

**Otros activos mantenidos para la venta**

|                                  | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|----------------------------------|------------------------|----------------------------|
| Propiedades, planta y equipo (1) | \$ 261.138             | \$ 261.138                 |
|                                  | <b>\$ 261.138</b>      | <b>\$ 261.138</b>          |

- (1) Según los acuerdos de arreglo directo realizados entre la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y Estandarte Promotora S.A.S., se formaliza el proceso de compra de activos por parte de esta entidad con el primer pago efectuado en el mes de agosto de 2021.

Este acuerdo considera dos activos:

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

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

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

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

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

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

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

**11. Activos por impuesto de renta**

El activo correspondiente a impuestos se presenta a continuación:

|   | <u>Al 30 de junio 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|---|----------------------------|-----------------------------------|
| Anticipo por impuesto de renta (CAM)            | \$ 40.718.731              | \$ 10.550.736                     |
| Autorretenciones de retención en la fuente      | 3.422.371                  | 3.437.422                         |
| Anticipo de renta año                           | 2.440.027                  | 2.420.901                         |
| Autorretenciones especiales                     | 337.743                    | 69.169                            |
| Saldos a favor renta                            | 69.175                     | 23.588                            |
| Descuentos tributarios y retención en la fuente | -                          | 84.505                            |
| Impuesto de renta corriente                     | -                          | (74.695)                          |
| <b>Activo por impuesto corriente</b>            | <b>\$ 46.988.047</b>       | <b>\$ 16.511.626</b>              |

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

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

|  | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|
| Autorretenciones a favor 2020          | \$ 2.420.336                  | \$ 2.420.336                      |
| Menor valor de anticipo 2020           | 2.420.336                     | 2.420.336                         |
| Autorretenciones a favor 2019          | 1.002.035                     | 1.002.035                         |
| <b>Activo por impuestos corrientes</b> | <b>\$ 5.842.707</b>           | <b>\$ 5.842.707</b>               |

- Compañías Centroamericanas

|   | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre 2022</u> |
|---|-------------------------------|--------------------------------|
| Total sociedades Panamá                 | \$ 36.741.703                 | \$ 4.585.998                   |
| Total sociedades Costa Rica             | 3.977.028                     | 5.964.738                      |
| <b>Total anticipo impuesto de renta</b> | <b>\$ 40.718.731</b>          | <b>\$ 10.550.736</b>           |

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

|   | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre 2022</u> |
|---|-------------------------------|--------------------------------|
| Autorretenciones otros conceptos            | \$ 337.743                    | \$ 13.331                      |
| Anticipo de renta – Retenciones practicadas | 19.691                        | 565                            |
| Saldo a favor Renta                         | 13.336                        | 4                              |
| <b>Activos por impuestos corrientes</b>     | <b>\$ 370.770</b>             | <b>\$ 13.900</b>               |

- Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A

|   | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre 2022</u> |
|---|-------------------------------|--------------------------------|
| Saldo a Favor año anterior                                | \$ -                          | \$ 23.584                      |
| Descuentos tributarios y retenciones en la fuente         | -                             | 84.505                         |
| Autorretenciones de retención en la fuente                | -                             | 15.051                         |
| Impuesto sobre la renta y complementarios corrientes      | -                             | (74.695)                       |
| <b>Saldo por paga Impuesto de Renta y complementarios</b> | <b>\$ -</b>                   | <b>\$ 48.445</b>               |

- Compañías Renovables

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

|   | Al 30 de junio<br>de 2023 | Al 31 de diciembre<br>de 2022 |
|---|---------------------------|-------------------------------|
| Saldo a favor renta Atlántico Photovoltaic S.A.S.                       | \$ 45.025                 | \$ -                          |
| Saldo a favor renta EGP Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S.        | 10.814                    | -                             |
| Autorretenciones y retenciones Atlántico Photovoltaic S.A.S.            | -                         | 45.024                        |
| Autorretenciones y retenciones Latamsolar Fotovoltaica Fundación S.A.S. | -                         | 10.814                        |
| <b>Autorretenciones y retención en la fuente</b>                        | <b>\$ 55.839</b>          | <b>\$ 55.838</b>              |

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

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

El siguiente es el detalle de las inversiones:

| Títulos Participativos en Acciones                          | Actividad Económica | Relación | Acciones Ordinarias | % Participación | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|---|---------------------|----------|---------------------|-----------------|------------------------|----------------------------|
| Colombia ZE S.A.S. (1)                                      | Inversión           | Asociada | 5.186.737           | 20,0000%        | \$ 29.983.828          | -                          |
| Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) (2) | Inversión           | Asociada | 15.678              | 48,9938%        | 14.145.111             | 14.584.815                 |
| Enel X Way Colombia S.A.S. (3)                              | Inversión           | Asociada | 6.014               | 40,0000%        | 5.360.650              | -                          |
| Operadora Distrital de Transporte S.A.S. (4)                | Inversión           | Asociada | 12.500              | 20,0000%        | 3.589.341              | -                          |
| Usme ZE S.A.S. (5)  | Inversión           | Asociada | 739.653.977         | 20,0000%        | 2.161.061              | -                          |
| Fontibón ZE S.A.S. (5)                                      | Inversión           | Asociada | 434.359.750         | 20,0000%        | 1.705.786              | -                          |
| Bogotá ZE S.A.S. (5)  | Inversión           | Asociada | 503.609.700         | 20,0000%        | 113.464                | -                          |
|   |                     |          |                     |                 | <b>\$ 57.059.241</b>   | <b>\$ 14.584.815</b>       |

- (1) Colombia ZE S.A.S es una sociedad por acciones simplificada, fue constituida el 17 de abril de 2018, tiene como objeto principal el desarrollo de ejecutar proyectos de alumbrado público y desarrollar proyectos de ingeniería eléctrica. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 20,00% y en la que la Compañía tiene influencia significativa.
- (2) Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) es una sociedad anónima que tiene como objeto principal el desarrollo de las actividades propias de las compañías de financiamiento de conformidad con lo permitido por la ley. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación es del 48,99% y en la que el Grupo tiene influencia significativa.
- (3) Enel X Way Colombia S.A.S es una sociedad por acciones simplificada que tiene por objeto realizar cualquier acto relacionado con la compra, venta y adquisición a cualquier título, importación y exportación, gestión, administración y comercialización de la infraestructura de recarga. Se considera la inversión de Enel Colombia S.A. E.S.P. en esta compañía como una asociada atendiendo que la participación de del 40,00% y en la que la Compañía tiene influencia significativa
- (4) Operadora Distrital de Transporte S.A.S. "La Rolita", es una Compañía que tiene por objeto social principal, la prestación del servicio de transporte masivo público en Bogotá y su área de influencia; Enel Colombia S.A. E.S.P. tiene una participación del 20% de las acciones de esta

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

Compañía, las cuales se inscribieron en febrero de 2023 ante la Cámara de Comercio.

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

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

**Información correspondiente a las asociadas:**

|   | Total activo | Total pasivo | Patrimonio  | Total pasivo y patrimonio | Utilidad/ Pérdida del periodo |
|---|--------------|--------------|-------------|---------------------------|-------------------------------|
| Usme ZE S.A.S.  | 479.566.052  | 468.760.747  | 10.805.305  | 479.566.052               | 13.270.845                    |
| Fontibón ZE S.A.S.                                      | 376.268.556  | 367.739.656  | 8.528.900   | 376.268.556               | 21.651.209                    |
| Colombia ZE S.A.S.                                      | 150.199.969  | 280.831      | 149.919.138 | 150.199.969               | 56.254                        |
| Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) | 29.184.950   | 313.723      | 28.871.227  | 29.184.950                | (897.467)                     |
| Operadora Distrital de Transporte S.A.S.                | 22.868.262   | 4.921.559    | 17.946.703  | 22.868.262                | 5.446.703                     |
| Enel X Way Colombia S.A.S.                              | 13.492.191   | 90.566       | 13.401.625  | 13.492.191                | (110.159)                     |
| Bogotá ZE S.A.S.  | 710.943      | 143.622      | 567.321     | 710.943                   | 340.221                       |

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

| Efecto en resultado método participación patrimonial    | Ingreso/Gasto   |   |   |   |
|---|---|---|---|---|
|   | Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2023 | Periodo de seis meses del 1 de enero al 30 de junio de 2022 | Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2023 | Periodo de tres meses del 1 de abril al 30 de junio de 2022 |
| Colombia ZE S.A.S. (*)                                  | \$ 10.205.035   | \$ -  | \$ 11.252   | \$ -  |
| Fontibón ZE S.A.S.                                      | 4.330.242   | -   | 4.330.242   | -   |
| Usme ZE S.A.S.  | 2.654.168   | -   | 2.654.168   | -   |
| Operadora Distrital de Transporte S.A.S.                | 1.089.341   | -   | 616.305   | -   |
| Bogotá ZE S.A.S.  | 68.044  | -   | 68.044  | -   |
| Enel X Way Colombia S.A.S.                              | (44.064)  | -   | (44.064)  | -   |
| Crédito Fácil Codensa S.A. (Compañía de financiamiento) | (439.702)   | -   | (270.047)   | -   |
| <b>Total</b>  | <b>\$ 17.863.064</b>  | <b>\$ -</b>   | <b>\$ 7.365.900</b>   | <b>\$ -</b>   |

(\*) Corresponde al valor razonable de la venta del 80% de la participación de Enel Colombia S.A. E.S.P.

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

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

| Activos Intangibles                                  | Al 30 de junio de 2023    | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--|---------------------------|----------------------------|
| Concesiones (1)                                      | \$ 300.524.964            | \$ 658.478.961             |
| Costos por obtención de contratos (2)                | 446.871.171               | 531.761.657                |
| Otros activos intangibles identificables             | 438.011.235               | 420.713.722                |
| <i>Construcciones y avances de obras</i>             | 384.948.169               | 354.838.687                |
| <i>Otros recursos intangibles</i>                    | 53.063.066                | 65.875.035                 |
| Programas informáticos (3)                           | 271.355.929               | 301.296.015                |
| Derechos y servidumbres (4)                          | 93.082.298                | 95.405.232                 |
| Costos de desarrollo                                 | 36.976.856                | 37.254.821                 |
| Licencias  | 6.861.107                 | 9.069.656                  |
| <b>Activos intangibles, neto</b>                     | <b>\$ 1.593.683.560</b>   | <b>\$ 2.053.980.064</b>    |
| <i>Costo</i>   |                           |                            |
| Concesiones  | \$ 1.413.986.593          | \$ 1.919.403.139           |
| Programas informáticos                               | 718.684.024               | 692.031.409                |
| Costos por obtención de contratos                    | 469.995.822               | 539.399.396                |
| Otros activos intangibles identificables             | 484.007.245               | 469.072.009                |
| <i>Construcciones y avances de obras</i>             | 384.948.169               | 354.838.687                |
| <i>Otros recursos intangibles</i>                    | 99.059.076                | 114.233.322                |
| Derechos y servidumbres                              | 164.002.110               | 164.002.110                |
| Licencias  | 93.441.328                | 93.488.301                 |
| Costos de desarrollo                                 | 71.652.225                | 71.652.225                 |
| <b>Activos Intangibles, bruto</b>                    | <b>\$ 3.415.769.347</b>   | <b>\$ 3.949.048.589</b>    |
| <i>Amortización</i>                                  |                           |                            |
| Concesiones  | (1.107.636.289)           | (1.255.098.838)            |
| Deterioro concesión                                  | (5.825.340)               | (5.825.340)                |
| Costos por obtención de contratos                    | (23.124.651)              | (7.637.739)                |
| Otros Activos intangibles identificables             | (45.996.010)              | (48.358.287)               |
| Programas informáticos                               | (447.328.095)             | (390.735.394)              |
| Derechos y servidumbres                              | (70.919.812)              | (68.596.878)               |
| Licencias  | (86.580.221)              | (84.418.645)               |
| Costos de desarrollo                                 | (34.675.369)              | (34.397.404)               |
| <b>Amortización Acumulada de Activos Intangibles</b> | <b>\$ (1.822.085.787)</b> | <b>\$ (1.895.068.525)</b>  |

(1) Las concesiones corresponden a:

• **Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

Corresponde a los derechos de concesión portuaria otorgados por la Agencia Nacional de Infraestructura (ANI) por \$884.113, costo de construcción del muelle fijo por \$7.070.076. Así mismo, luego de las evaluaciones efectuadas, se determinó que la construcción del muelle fijo representa la contraprestación por el derecho de uso y explotación del muelle durante un tiempo determinado; que de acuerdo con lo establecido en el párrafo 17 de la CINIIF 12, debe reconocerse como un activo intangible, adicionalmente, este derecho cumple con las características de un activo intangible como lo define la NIC 38 dado que es identificable, controlado por el Grupo durante la concesión y del cual se derivarán beneficios económicos.

Reconocimiento del muelle flotante como un activo intangible por \$1.622.827, toda vez que, se enmarca en el contrato de concesión y teniendo en cuenta que cumple las condiciones

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

bajo CINIF 12 para dicho reconocimiento. Al 30 de junio de 2023 el valor neto de concesiones en Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. es de \$517.930; en diciembre de 2022 se registra un gasto por deterioro de \$(5.825.340) generado por la finalización de la operación comercial de su principal cliente la Central Cartagena propiedad de Enel Colombia S.A. E.S.P. a partir de noviembre de 2023, en el marco de la estrategia de transición energética para esta central basada en principios de sostenibilidad y transición justa.

|                  | <u>SPCC</u>        |
|------------------|--------------------|
| Costo            | \$ 9.577.016       |
| Amortización     | (3.233.746)        |
| Deterioro        | <u>(5.825.340)</u> |
| Neto Concesiones | \$ 517.930         |

- **Costa Rica:**

P.H. Chucás S.A. tiene un contrato firmado de acuerdo de compra de energía (PPA) con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) por la construcción, operación y traslado de la planta (BOT) hasta septiembre 2031. Por otra parte, se presenta baja del intangible en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), sobre el cual hubo resolución de la sala primera de la corte suprema, por un valor de USD 61.957.819.

|                  | <u>Costa Rica</u> |
|------------------|-------------------|
| Costo            | \$ 1.215.801.976  |
| Amortización     | (1.029.304.919)   |
| Neto Concesiones | \$ 186.497.057    |

- **Panamá:**

La compañía Enel Fortuna S.A. tiene contrato de concesión para la generación de energía hidroeléctrica mediante la explotación del aprovechamiento hidroeléctrico ubicado sobre el Río Chiriquí donde se ubica la Planta Fortuna de 300 MW. La concesión tiene vigencia de 50 años hasta el 2038.

|                  | <u>Panamá</u>         |
|------------------|-----------------------|
| Costo            | \$ 188.607.601        |
| Amortización     | (75.097.624)          |
| Neto Concesiones | <u>\$ 113.509.977</u> |

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

Enel Panamá CAM, S.R.L. (antes Enel Green Power Panamá, S.R.L) PPA por acuerdo de compra de energía con Sol Real LTD, para distribución en el mercado correspondiente a 202 GW.

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P se presentan 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 GDS (Local system, Big data, CRM) por \$11.323.102; e-HOME por \$8.647.008, Global SAP Management y Evolutivos por

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

\$2.199.860; Contract Lifecycle Managemnt (CLM) por \$203.163; Otros programas por \$2.224.670; Workforce Management por \$1.910.730.

En la compañía Enel X Colombia S.A.S. E.S.P. se presentan adiciones por valor de \$144.083 correspondientes a desarrollos realizados sobre la plataforma comercial EMPSSI.

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P, dentro de los derechos se presentan como intangibles las erogaciones para obtener el usufructo del mayor caudal de agua útil, proveniente de los proyectos Chingaza y Río Blanco para la producción de la Central Pagua, la amortización se reconoce por el método de línea recta en un período de 50 años.

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

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

|   | Costos de desarrollo | Concesiones            | Derechos y servidumbres | Licencias            | Programas informáticos | Construcciones y avances de obras | Costos por contratos  | Otros recursos intangibles | Activos Intangibles    |
|---|----------------------|------------------------|-------------------------|----------------------|------------------------|-----------------------------------|-----------------------|----------------------------|------------------------|
| <b>Saldo inicial 01 de enero de 2022</b>        | <b>\$1.406.386</b>   | <b>\$ 7.228.914</b>    | <b>\$39.986.109</b>     | <b>\$3.573.489</b>   | <b>\$38.328.644</b>    | <b>\$96.104.663</b>               | <b>\$ -</b>           | <b>\$ -</b>                | <b>\$186.628.205</b>   |
| Adiciones                                       | -                    | -                      | 685.000                 | -                    | 762.542                | 250.808.658                       | 474.880.674           | 1.882.647                  | 729.019.521            |
| Adiciones fusión                                | 68.040.169           | 1.263.238.104          | 77.046.343              | 92.419.754           | 494.436.821            | 86.641.311                        | 4.216.540             | 87.833.514                 | 2.173.872.556          |
| Trasposos                                       | -                    | -                      | 2.814.000               | 779.476              | 103.565.850            | (107.443.128)                     | -                     | 283.802                    | -                      |
| Amortización                                    | (474.888)            | (24.145.289)           | (4.215.805)             | (5.943.224)          | (97.171.556)           | -                                 | (5.437.672)           | (6.289.630)                | (143.678.064)          |
| Amortización Fusión                             | (30.061.092)         | (957.926.438)          | (16.615.938)            | (59.651.569)         | (238.986.571)          | -                                 | (1.280.176)           | (30.416.403)               | (1.334.938.187)        |
| Deterioro                                       | -                    | (5.825.340)            | -                       | -                    | -                      | -                                 | -                     | -                          | (5.825.340)            |
| Otros (decrementos) incrementos                 | (1.655.754)          | 375.909.010            | (4.294.477)             | (22.108.270)         | 360.285                | 28.727.183                        | 59.382.291            | 12.581.105                 | 448.901.373            |
| <b>Total movimientos en activos intangibles</b> | <b>\$35.848.435</b>  | <b>\$651.250.047</b>   | <b>\$55.419.123</b>     | <b>\$5.496.167</b>   | <b>\$262.967.371</b>   | <b>\$258.734.024</b>              | <b>\$531.761.657</b>  | <b>\$65.875.035</b>        | <b>\$1.867.351.859</b> |
| <b>Saldo final al 31 de diciembre de 2022</b>   | <b>\$37.254.821</b>  | <b>\$658.478.961</b>   | <b>\$95.405.232</b>     | <b>\$9.069.656</b>   | <b>\$301.296.015</b>   | <b>\$354.838.687</b>              | <b>\$531.761.657</b>  | <b>\$65.875.035</b>        | <b>\$2.053.980.064</b> |
| Adiciones (a)                                   | -                    | -                      | -                       | -                    | 144.083                | 57.518.686                        | -                     | -                          | 57.662.769             |
| Trasposos                                       | -                    | -                      | -                       | 569.472              | 26.508.533             | (27.078.005)                      | -                     | -                          | -                      |
| Amortización                                    | (277.965)            | (14.916.876)           | (2.322.934)             | (2.399.264)          | (56.592.702)           | -                                 | (18.045.688)          | (3.784.618)                | (98.340.047)           |
| Otros (decrementos) (b)                         | -                    | (343.037.121)          | -                       | (378.757)            | -                      | (331.199)                         | (66.844.798)          | (8.145.379)                | (418.737.254)          |
| <b>Total movimientos en activos intangibles</b> | <b>(\$277.965)</b>   | <b>(\$357.953.997)</b> | <b>(\$2.322.934)</b>    | <b>(\$2.208.549)</b> | <b>(\$29.940.086)</b>  | <b>\$30.109.482</b>               | <b>(\$84.890.486)</b> | <b>(\$11.929.997)</b>      | <b>(\$459.414.532)</b> |
| Reclasificación mantenido para la venta         | -                    | -                      | -                       | -                    | -                      | -                                 | -                     | (881.972)                  | (881.972)              |
| <b>Saldo final 30 de junio de 2023</b>          | <b>\$36.976.856</b>  | <b>\$300.524.964</b>   | <b>\$93.082.298</b>     | <b>\$6.861.107</b>   | <b>\$271.355.929</b>   | <b>\$384.948.169</b>              | <b>\$446.871.171</b>  | <b>\$53.063.066</b>        | <b>\$1.593.683.560</b> |

- (a) Al 30 de junio de 2023 se registraron adiciones correspondientes a:

| Principales proyectos   | Del 1 enero al 30 de junio de 2023 |
|---|------------------------------------|
| Proyecto Billing Faro   | \$ 22.985.558                      |
| Otros software corporativos y comerciales de proyectos ICT y renovables | 15.066.873                         |
| BD - SOLAR - Atlántico PV   | 3.806.699                          |
| Proyectos Smart execution y Control                                     | 3.191.273                          |
| Salesforce  | 3.073.479                          |
| Global Trading y global Power Generation Digital Hub                    | 2.522.422                          |
| BD - WIND Chemesky  | 2.292.527                          |
| Proyecto E-home   | 1.901.166                          |
| Proyectos M&f Smile   | 1.437.397                          |
| Aplicaciones móviles de proyectos GDS                                   | 1.203.281                          |
| Plataforma Comercial EMPSSI   | 144.083                            |
| Software Costa Rica (desarrollos corporativos)                          | 38.011                             |
|   | <b>\$ 57.662.769</b>               |

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

(b) **Centroamérica:**

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica corresponden al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2022 y el 30 de junio de 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados a la moneda de presentación. Adicionalmente, se presenta baja del intangible en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) según resolución de la corte suprema registrado en P.H. Chucás S.A. por valor de \$259.682.568.

Al 30 de junio de 2023 el Grupo no presenta activos intangibles cuya titularidad tenga alguna restricción ni respaldo de garantía de deudas.

Al 30 de junio de 2023, no se presentan compromisos de adquisición en activos intangibles mediante subvención oficial.

Al 30 de junio de 2023 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles los activos intangibles y no presentan cambios.

| <b>Promedio de años de vida útil estimada</b> |             |             |
|---|-------------|-------------|
| <b>Concepto</b>                               | <b>2023</b> | <b>2022</b> |
| Derechos y servidumbres                       | 32          | 33          |
| Costos de desarrollo                          | 6           | 7           |
| Licencias                                     | 2           | 3           |
| Programas informáticos                        | 3           | 3           |

**14. Propiedades, Planta y Equipo, neto**

|   | <b>Al 30 de junio de 2023</b> | <b>Al 31 de diciembre de 2022</b> |
|---|-------------------------------|-----------------------------------|
| Plantas y equipos (1)                                 | \$ 16.377.587.518             | \$ 16.808.149.672                 |
| Plantas de generación hidroeléctrica                  | 9.492.367.188                 | 10.046.145.356                    |
| Subestaciones, instalaciones y redes de distribución  | 5.778.142.637                 | 5.610.294.437                     |
| Plantas de generación termoeléctrica                  | 626.772.487                   | 620.296.072                       |
| Renovables  | 480.305.206                   | 531.413.807                       |
| Construcción en curso (2)                             | 4.488.992.515                 | 3.706.038.784                     |
| Edificios (3)   | 540.560.253                   | 570.746.420                       |
| Terrenos (3)  | 484.874.787                   | 434.629.979                       |
| Arrendamientos financieros (4)                        | 267.852.906                   | 287.711.526                       |
| Activos por uso NIIF 16                               | 267.852.906                   | 287.711.526                       |
| Terrenos  | 137.967.929                   | 143.867.291                       |
| Edificios   | 116.672.445                   | 123.931.330                       |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)    | 13.212.532                    | 19.912.905                        |
| Instalaciones fijas y otras (3)                       | 93.333.633                    | 95.274.388                        |
| Otras instalaciones                                   | 68.548.536                    | 64.504.520                        |
| Instalaciones fijas y accesorios                      | 24.785.097                    | 30.769.868                        |
| <b>Propiedades, plantas y equipos, neto</b>           | <b>\$ 22.253.201.612</b>      | <b>\$ 21.902.550.769</b>          |
| <b>Costo</b>  |                               |                                   |
| Plantas y equipos                                     | \$ 27.998.903.049             | \$ 28.288.219.431                 |
| Plantas de generación hidroeléctrica                  | 14.335.175.187                | 14.944.445.083                    |
| Subestaciones, instalaciones, y redes de distribución | 11.545.478.078                | 11.218.008.330                    |
| Plantas de generación termoeléctrica                  | 1.507.915.932                 | 1.465.214.019                     |
| Renovables  | 610.333.852                   | 660.551.999                       |
| Construcción en curso                                 | 4.488.992.515                 | 3.706.038.784                     |
| Edificios   | 718.551.786                   | 740.416.785                       |

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

|  | Al 30 de junio de 2023     | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--|----------------------------|----------------------------|
| Terrenos   | 484.874.787                | 434.629.979                |
| Arrendamientos financieros                           | 349.874.536                | 358.529.338                |
| Instalaciones fijas y otras                          | 839.602                    | 839.602                    |
| Activos por uso NIIF 16                              | 349.034.934                | 357.689.736                |
| Terrenos   | 157.324.586                | 163.126.654                |
| Edificios  | 133.879.322                | 137.000.550                |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)   | 57.831.026                 | 57.562.532                 |
| Instalaciones fijas y otras                          | 431.266.427                | 449.968.639                |
| Otras instalaciones                                  | 325.373.482                | 328.673.155                |
| Instalaciones fijas y accesorios                     | 105.892.945                | 121.295.484                |
| <b>Propiedades, plantas y equipos, bruto</b>         | <b>\$ 34.472.463.100</b>   | <b>\$ 33.977.802.956</b>   |
| <b>Depreciación</b>                                  |                            |                            |
| Plantas y equipos (*)                                | \$ (11.621.315.531)        | \$ (11.480.069.759)        |
| Plantas de generación hidroeléctrica                 | (4.842.807.999)            | (4.898.299.727)            |
| Subestaciones, instalaciones y redes de distribución | (5.767.335.441)            | (5.607.713.893)            |
| Plantas de generación termoeléctrica                 | (881.143.445)              | (844.917.947)              |
| Renovables   | (130.028.646)              | (129.138.192)              |
| Edificios  | (177.991.533)              | (169.670.365)              |
| Arrendamientos financieros                           | (82.021.630)               | (70.817.812)               |
| Instalaciones fijas y otras                          | (839.602)                  | (839.602)                  |
| Activos por uso NIIF 16                              | (81.182.028)               | (69.978.210)               |
| Terrenos   | (19.356.657)               | (19.259.363)               |
| Edificios  | (17.206.877)               | (13.069.220)               |
| Instalaciones fijas y otras (Medios de transporte)   | (44.618.494)               | (37.649.627)               |
| Instalaciones fijas y otras                          | (337.932.794)              | (354.694.251)              |
| Otras instalaciones                                  | (256.824.946)              | (264.168.635)              |
| Instalaciones fijas y accesorios                     | (81.107.848)               | (90.525.616)               |
| <b>Depreciación acumulada</b>                        | <b>\$ (12.219.261.488)</b> | <b>\$ (12.075.252.187)</b> |

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

**(1) Centroamérica**

Para las compañías de Centroamérica en los conceptos correspondientes a plantas de generación hidroeléctrica, renovables y a líneas y redes de distribución al 30 de junio de 2023 es el siguiente:

| Plantas y equipos              | Valor                   |
|--------------------------------|-------------------------|
| Panamá                         | \$ 1.529.599.648        |
| Guatemala                      | 1.439.338.633           |
| Costa Rica                     | 111.478.481             |
| <b>Total plantas y equipos</b> | <b>\$ 3.080.416.762</b> |

- (2) Corresponde a las inversiones y anticipos efectuadas por Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023, en el desarrollo de proyectos energía renovable; Windpeshi por \$1.164.403.876; Solar Guayepo por \$852.864.089; Solar La Loma por \$482.235.929; Solar Fundación por \$405.106.512; Solar El Paso por \$48.643.027; y a las mejoras, reposiciones y modernizaciones efectuadas en las centrales de generación por \$113.631.258, líneas, redes y subestaciones por \$1.071.085.758, iluminación pública por \$28.417.052, otros proyectos de inversión en centrales de generación, renovables y distribución por \$ 93.949.685.

**Centroamérica**

A continuación, se detallan los principales proyectos:

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

| Pais                                 | Principales proyectos   | Al 30 de junio de 2023 |
|--------------------------------------|---|------------------------|
| Panamá                               | Generadora Solar Austral S.A.: Construcción plantas   | 95.569.344             |
| Panamá                               | Generadora Solar El Puerto S.A.: Construcción plantas   | 73.817.033             |
| Panamá                               | Enel Fortuna S.A.: Mantenimientos y mejoras de válvulas esféricas y turbina; mto mayor unidad 3         | 22.436.821             |
| Panamá                               | Enel Renovables S.R.L.: Mejoras en la PV Estrella 2022 y GDS - Digital - Cyber Security                 | 8.938.156              |
| Panamá                               | Enel Panamá CAM S.R.L.: Sap Global y Mantenimiento torres   | 1.865.426              |
| Guatemala                            | Renovables de Guatemala S.A.: Proyecto Scada y Voith, rehabilitación planta Palo Viejo instrumentación. | 5.911.707              |
| Guatemala                            | Enel Guatemala S.A. Proyecto Trading tool (facturación) y Krystal                                       | 5.412.786              |
| Guatemala                            | Generadora de Occidente Ltda.: Proyecto Voith; transformador y válvula; colocación de aislamiento.      | 2.924.298              |
| Guatemala                            | Generadora Montecristo S.A.: Proyecto Scada; Hydro ST_Central.  | 1.220.836              |
| Guatemala                            | Tecnoguat S.A.: Proyecto presa y línea transmisión entre subestación San isidro y Matanza               | 1.933.480              |
| Costa Rica                           | PH Río Volcán S.A., PH Chucús S.A. y PH Don Pedro S.A.: operación y mantenimiento                       | 5.582.273              |
| Costa Rica                           | Enel Costa Rica CAM S.A.: Proyecto New office   | 3.043.169              |
| <b>Total Construcciones en Curso</b> |   | <b>\$ 228.655.329</b>  |

**(3) Centroamérica**

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica a 30 de junio de 2023:

| Terrenos                         | Valor                 |
|----------------------------------|-----------------------|
| Panamá                           | \$ 6.585.772          |
| Costa Rica                       | 1.512.272             |
| Guatemala                        | 1.131.309             |
| <b>Total Terrenos</b>            | <b>\$ 9.229.353</b>   |
| Edificaciones                    | Valor                 |
| Panamá                           | \$ 126.257.817        |
| Guatemala                        | 8.479.210             |
| Costa Rica                       | 71.063                |
| <b>Total Edificaciones</b>       | <b>\$ 134.808.090</b> |
| Otras instalaciones              | Valor                 |
| Guatemala                        | \$ 15.590.345         |
| Panamá                           | 7.510.611             |
| Costa Rica                       | 5.498.311             |
| <b>Total Otras instalaciones</b> | <b>\$ 28.599.267</b>  |

**(4) Centroamérica**

El siguiente es el detalle de las compañías de Centroamérica a 30 de junio de 2023:

| Terrenos                         | Valor                |
|----------------------------------|----------------------|
| Guatemala                        | \$ 19.604.791        |
| Panamá                           | 14.353.039           |
| <b>Total terrenos</b>            | <b>\$ 33.957.830</b> |
| Edificaciones                    | Valor                |
| Panamá                           | \$ 5.251.616         |
| Guatemala                        | 5.273.710            |
| Costa Rica                       | 2.495.382            |
| <b>Total edificaciones</b>       | <b>\$ 13.020.708</b> |
| Otras instalaciones              | Valor                |
| Guatemala                        | \$ 595.752           |
| <b>Total otras instalaciones</b> | <b>\$ 595.752</b>    |

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

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

|   | Plantas y Equipos       |                       |                       |  |  |   |                            |                              |
|---|-------------------------|-----------------------|-----------------------|--|--|---|----------------------------|------------------------------|
|   | Construcción en Curso   | Terrenos              | Edificios             | Plantas de generación hidroeléctrica, termoeeléctrica y renovables | Subestaciones, instalaciones y redes de distribución | Instalaciones fijas, accesorios y otros | Arrendamientos Financieros | Propiedades, Planta y Equipo |
| <b>Saldo inicial al 01 de enero de 2022</b>         | <b>\$ 121.409.999</b>   | <b>\$ 285.511.224</b> | <b>\$ 51.848.693</b>  | <b>\$ 7.592.311.889</b>  | <b>\$ -</b>  | <b>\$ 13.404.111</b>                    | <b>\$ 73.363.849</b>       | <b>8.137.849.765</b>         |
| Adiciones   | 2.231.053.049           | -                     | 1.695.168             | 13.784.171   | 2.447.195  | 11.698.406                              | 54.123.642                 | 2.314.801.631                |
| Adiciones fusión                                    | 2.080.139.026           | 135.405.073           | 569.543.801           | 4.331.487.721  | 10.904.029.724                                       | 300.914.592                             | 201.162.804                | 18.522.682.741               |
| Trasposos   | (748.727.426)           | 11.680.360            | 36.939.087            | 237.637.056  | 430.725.323  | 31.745.600                              | -                          | -                            |
| Retiros   | -                       | (2.036)               | (1.762)               | (5.015.898)  | (13.066.287)   | (2.874.614)                             | -                          | (20.960.597)                 |
| Gasto por depreciación                              | -                       | -                     | (16.571.068)          | (319.840.217)  | (327.944.470)  | (24.314.138)                            | (24.680.109)               | (713.350.002)                |
| Depreciación fusión                                 | -                       | -                     | (100.336.905)         | (1.163.504.292)  | (5.403.936.625)                                      | (240.137.458)                           | (27.317.355)               | (6.935.232.635)              |
| Deterioro del valor de la propiedad planta y equipo | -                       | -                     | -                     | (283.266.920)  | -  | -                                       | -                          | (283.266.920)                |
| Otros incrementos (decrementos)                     | 22.164.136              | 2.035.358             | 27.629.406            | 794.261.725  | 18.039.577   | 4.837.889                               | 11.058.695                 | 880.026.786                  |
| <b>Total movimientos</b>                            | <b>3.584.628.785</b>    | <b>149.118.755</b>    | <b>518.897.727</b>    | <b>3.605.543.346</b>   | <b>5.610.294.437</b>                                 | <b>81.870.277</b>                       | <b>214.347.677</b>         | <b>13.764.701.004</b>        |
| <b>Saldo final 31 de diciembre de 2022</b>          | <b>\$ 3.706.038.784</b> | <b>\$ 434.629.979</b> | <b>\$ 570.746.420</b> | <b>\$ 11.197.855.235</b>   | <b>\$ 5.610.294.437</b>                              | <b>\$ 95.274.388</b>                    | <b>\$ 287.711.526</b>      | <b>\$ 21.902.550.769</b>     |
| Adiciones (a)                                       | 1.365.343.242           | 105.243               | -                     | -  | 677.565  | 122.258                                 | 14.040.856                 | 1.380.289.164                |
| Trasposos(b)  | (574.839.624)           | 51.586.684            | 4.340.681             | 42.399.631   | 458.477.315  | 18.035.313                              | -                          | -                            |
| Retiros (c)   | -                       | (1.103)               | -                     | (136.541)  | (1.913.035)  | (3.318)                                 | -                          | (2.053.997)                  |
| Gasto por depreciación                              | -                       | -                     | (14.128.357)          | (179.897.035)  | (195.654.408)  | (14.437.610)                            | (12.725.424)               | (416.842.834)                |
| Otros incrementos (decrementos) (d)                 | (7.156.190)             | (1.360.057)           | (20.227.654)          | (460.776.409)  | (12.125.292)   | (4.130.958)                             | (21.174.052)               | (526.950.612)                |
| <b>Total movimientos</b>                            | <b>783.347.428</b>      | <b>50.330.767</b>     | <b>(30.015.330)</b>   | <b>(598.410.354)</b>   | <b>249.462.145</b>                                   | <b>(414.315)</b>                        | <b>(19.858.620)</b>        | <b>434.441.721</b>           |
| Reclasificación mantenidos para la venta (e)        | (393.697)               | (85.959)              | (170.837)             | -  | (81.613.945)   | (1.526.440)                             | -                          | (83.790.878)                 |
| <b>Saldo final 30 de junio de 2023</b>              | <b>\$ 4.488.992.515</b> | <b>\$ 484.874.787</b> | <b>\$ 540.560.253</b> | <b>\$ 10.599.444.881</b>   | <b>\$ 5.778.142.637</b>                              | <b>\$ 93.333.633</b>                    | <b>\$ 267.852.906</b>      | <b>\$ 22.253.201.612</b>     |

(a) Al 30 de junio de 2023, las adiciones de propiedades, planta y equipo corresponden a las inversiones realizadas sobre los proyectos en curso por concepto de adecuación, modernización, expansión, mejoras en la eficiencia y calidad de nivel de servicio, en las diferentes plantas, subestaciones, instalaciones y redes de distribución; a continuación, se detallan las adiciones del período:

| Central                                   | Principales proyectos   | Del 1 enero al 30 de junio de 2023 |
|---|---|------------------------------------|
| Solar Guayepo                             | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos  | 414.668.704                        |
| Líneas y redes                            | Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta, media, baja tensión y transformadores de distribución  | 347.740.121                        |
| Subestaciones y centros de Transformación | Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT  | 177.359.958                        |
| Wind Windpeshi                            | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos  | 116.458.471                        |
| Solar Fundación                           | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos  | 85.283.119                         |
| Solar el Paso                             | Servicios auxiliares central; recuperación sistema de turbina   | 43.230.466                         |
| Solar La Loma                             | Garantías, servidumbres, servicios técnicos de mantenimiento y anticipos para el desarrollo de los proyectos  | 26.930.520                         |
| CH-Quimbo                                 | 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. | 21.168.855                         |
| CH-Guavio                                 | Sedimentación Guavio Fase I; sistema estator; recuperación rodetes, ductos, transformadores y turbina de la central   | 17.297.846                         |
| CH- Guaca                                 | Sistema de automatización y telecontrol; recuperación transformadores y turbina   | 9.156.432                          |
| 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   | 7.468.450                          |
| Sedes Administrativas y Comerciales       | Obras civiles, equipos, mobiliarios, equipos de cómputo del edificio Calle 93 y sedes comerciales de Cundinamarca   | 7.145.323                          |
| CC-Termozipa                              | Adquisición de equipos electromecánicos, Proyectos OCM y mejoramiento ambiental BEEP  | 5.511.549                          |
| CH- paraiso                               | Automatización y telecontrol centrales; modernización cargadores de baterías central Paraiso; sistemas de turbina Guaca y Paraiso; estabilización talud Paraiso.  | 4.153.428                          |
| CF-Cartagena                              | Sistema de Chimenea U3 y recuperación calderas central unidades 2 y 3, mantenimiento turbina  | 3.382.865                          |
| CH-Tequendama                             | Recuperación turbinas y modernización sistemas auxiliares   | 1.670.469                          |
| Otras inversiones                         | Obras civiles y mobiliarios centrales Hidroeléctricas y térmicas  | 128.334                            |
| <b>Centroamérica</b>                      |   |                                    |
| Panamá                                    | Generadora Solar El Puerto S.A.: Construcción plantas (PV Módulos e infraestructura)  | 66.215.694                         |
| Panamá                                    | Enel Renovables S.R.L.: GDS - Digital - Cyber Security  | 616.780                            |
| Guatemala                                 | Renovables de Guatemala S.A.: Rehabilitación Planta y proyectos Hydro   | 3.382.153                          |
| Guatemala                                 | Enel Guatemala S.A.: proyectos Krystal, Cobasol, Jobo   | 2.596.415                          |

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

| Central                | Principales proyectos   | Del 1 enero al<br>30 de junio de<br>2023 |
|------------------------|---|--|
| Guatemala              | Generadora de Occidente Ltda.: proyectos hydro, colocación de aislamiento; transformadores                      | 1.569.592                                |
| Guatemala              | Tecnoguat S.A. Rehabilitación Unidad Generadora Planta San Isidro; recuperación equipos Presa Matanzas          | 591.138                                  |
| Costa Rica             | PH Chucás S.A.: Construcción sistema de protección margen izquierdo (Compra de acelerómetros)                   | 1.061.642                                |
| Costa Rica             | Enel Costa Rica CAM S.A.: computadoras, proyecto nuevas oficinas  | 208.568                                  |
| Costa Rica             | PH Río Volcán S.A y PH Río Don Pedro.: Habilitación de sistema Oleo hidráulico; sistema de seguridad en plantas | 346.350                                  |
| <b>Total Variación</b> |   | <b>1.365.343.242</b>                     |

CH- Central Hidroeléctrica   CF- Central Fuel Oil   CC - Central Carbón

- (b) Al 30 de junio de 2023, los traspasos de activos en curso a explotación se efectuaron en los siguientes conceptos y corresponden a mejoras en los equipos, mantenimientos mayores, modernizaciones para mejorar el desempeño, confiabilidad y eficiencia en las plantas; así mismo, en la línea de distribución se concluyen diferentes proyectos y avances en la entrega de compras de activos de apoyo, tal como se refleja a continuación:

| Proyecto  | Total activación      |
|---|-----------------------|
| Adecuación, modernización y expansión de redes y líneas de alta (AT), media (MT), baja tensión (BT) y transformadores de distribución                           | \$ 255.941.584        |
| Adecuación, ampliación, modernización y construcción de subestaciones AT/AT, AT/MT y MT/MT  | 179.662.334           |
| Inversión en activos de apoyo en curso como terrenos, construcciones y edificaciones Administrativas, maquinaria, equipo de cómputo y comunicación y vehículos. | 95.630.577            |
| CF-Cartagena  | 28.636.354            |
| CH- Guaca y Paraíso   | 4.147.715             |
| CH-Guavio   | 3.747.968             |
| CC-Termozipa  | 2.878.985             |
| CH-Centrales menores (Río Bogotá)   | 1.846.338             |
| CH-Tequendama   | 1.184.682             |
| CH-Quimbo y Betania   | 732.781               |
| Torres de medición  | 430.306               |
| <b>Total</b>  | <b>\$ 574.839.624</b> |

- (c) Al 30 de junio de 2023 se realizan bajas por \$2.053.997 correspondientes a: transformadores, luminarias, activos de alta tensión de distribución por \$1.913.035; bajas por mantenimiento a plantas de generación \$136.541 hidroeléctricas y maquinaria, equipos y mobiliarios por \$3.318 y terrenos por \$1.103.
- (d) Al 30 de junio de 2023 los otros incrementos/decrementos corresponden a la actualización VPN desmantelamiento y provisiones ambientales por efecto de tasa, de acuerdo con la CINIIF 1 por \$12.437.926 y variación del derecho de uso contratos de arrendamiento por (\$8.860.157).

**Centroamérica**

Los otros incrementos para las compañías de Centroamérica corresponden principalmente al efecto por tasa de cambio del 31 de diciembre de 2022 y el 30 de junio de 2023 y por la tasa de cierre y media usada en la conversión de los Estados Financieros intermedios condensados consolidados a la moneda de presentación.

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

(e) Corresponde a la reclasificación a mantenido para la venta de la compañía Transmisora de Energía Renovable S.A. (Ver nota 10).

Al 30 de junio de 2023 el Grupo presenta propiedades, planta y equipos (terrenos) cuya titularidad tiene restricción así: i) Quimbo por \$25.581.482; ii) Guavio y Rio Bogotá por \$713.610 y iii) Terreno Subestación Chía por \$235.173.

Al 30 de junio de 2023 el Grupo presenta en funcionamiento las unidades disponibles para generación en las centrales y distribución en las subestaciones y redes.

Al 30 de junio de 2023 y de conformidad con lo establecido en la política contable, se evaluaron las vidas útiles de la propiedad, planta y equipo y no presentan cambios significativos; así mismo, no se identificó 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 |      |
|--|--|------|
|  | 2023   | 2022 |
| Plantas y equipos                                  |  |      |
| Obra civil plantas y equipos                       | 54   | 53   |
| Equipos electromecánicos centrales Hidroeléctricas | 27   | 29   |
| Equipos electromecánicos centrales Termoeléctricas | 23   | 21   |
| Torres de medición eólica                          | 3  | 3    |
| Estaciones solares                                 | 6  | 7    |
| Páneles y Miscelaneos                              | 22   | 23   |
| Subestaciones                                      | 25   | 25   |
| Redes de alta tensión                              | 35   | 36   |
| Red de baja y media tensión                        | 31   | 31   |
| Equipos de medida y telecontrol                    | 18   | 17   |
| Edificios  | 46   | 48   |
| Instalaciones fijas, accesorios y otras            | 11   | 12   |
| Activos para uso NIIF 16                           |  |      |
| Edificios  | 33   | 33   |
| Terrenos   | 28   | 28   |
| Vehículos  | 2  | 2    |

**15. Plusvalía**

Plusvalía reconocida como parte de la fusión que dio origen a Enel Colombia S.A. E.S.P., oficializada el 1 de marzo de 2022. A continuación, el detalle de la misma:

| Sociedad                   | Al 30 de junio de 2023 |
|----------------------------|------------------------|
| Enel Panamá CAM S.R.L.     | \$ 104.629.303         |
| Enel Renovable S.R.L.      | 8.776.471              |
| Progreso Solar 20 MW, S.A. | 3.234.842              |
| Jaguito Solar 10MW, S.A.   | 1.617.423              |
|                            | <b>\$ 118.258.039</b>  |

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

**16. Impuestos diferidos, neto**

Activos por Impuestos Diferidos:

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

A continuación, se incluye el detalle del activo por impuesto diferido neto al 30 de junio de 2023:

La Ley 2155 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35% para Colombia. Para las empresas de Costa Rica la tarifa de renta es un 30%. Para las empresas de Panamá la tarifa de renta es un 25% a excepción de Enel Fortuna S.A. que aplica un 30%. El impuesto diferido al 30 de junio de 2023 por tarifa se presenta a continuación:

|                                       | Costa Rica          | Panamá              | Enel X Colombia<br>S.A.S. E.S.P. | Saldo al 30 de junio<br>de 2023 |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|----------------------------------|---------------------------------|
| Activos por impuestos diferidos (1)   | \$ 5.066.742        | \$ 9.228.850        | \$ 1.761.647                     | \$ 16.057.239                   |
| <b>Total impuesto diferido activo</b> | <b>\$ 5.066.742</b> | <b>\$ 9.228.850</b> | <b>\$ 1.761.647</b>              | <b>\$ 16.057.239</b>            |

(1) A 30 de junio de 2023, el detalle del activo por impuestos diferidos está compuesto por:

|                                       | Saldo inicial 1 de<br>enero de 2023 | Saldo inicial 1 de<br>enero de 2023<br>Centroamérica | Incremento<br>(Decremento) por<br>impuestos diferidos en<br>resultados (i) | Movimiento diferido<br>Centroamérica | Saldo final al<br>30 de junio de<br>2023 |
|---------------------------------------|-------------------------------------|--|--|--------------------------------------|--|
| <b>Impuesto diferido activo</b>       |                                     |  |  |                                      |  |
| Provisiones y otros (a)               | \$ 94.697                           | \$ 15.950.823  | \$ 1.666.950   | (\$ 1.676.642)                       | \$ 16.035.828                            |
| Propiedad planta y equipo             | -                                   | -  | -  | 21.411                               | 21.411                                   |
| <b>Total impuesto diferido activo</b> | <b>\$ 94.697</b>                    | <b>\$ 15.950.823</b>                                 | <b>\$ 1.666.950</b>  | <b>(\$ 1.655.231)</b>                | <b>\$ 16.057.239</b>                     |

a) A 30 de junio de 2023, el detalle de provisiones y otros asociados al impuesto diferido activo corresponde a:

|                                     | Saldo inicial 1 de<br>enero de 2023 | Saldo inicial 1 de enero<br>de 2023 Centroamérica | Incremento (decremento) por<br>impuestos diferidos en resultados | Saldo final al 30 de<br>junio de 2023 |
|-------------------------------------|-------------------------------------|---|--|---------------------------------------|
| Provisiones de trabajos y servicios | \$ -                                | \$ 15.397.990                                     | \$ 21.410  | \$ 15.419.400                         |
| Otros                               | 94.697                              | 552.833   | (31.102)   | 616.428                               |
|                                     | <b>\$ 94.697</b>                    | <b>\$ 15.950.823</b>                              | <b>(\$ 9.692)</b>  | <b>\$ 16.035.828</b>                  |

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

Pasivos por Impuestos Diferidos:

A continuación, se incluye el detalle del pasivo por impuesto diferido neto al 30 de junio de 2023:

|   | Saldo inicial 1 de enero de 2023 | Saldo inicial 1 de enero de 2023 Centroamérica | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados (i) | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en otros resultados integrales (ii) | Movimiento diferido Centroamérica | Saldo final al 30 de junio de 2023 |
|---|----------------------------------|--|---|---|-----------------------------------|------------------------------------|
| <b>Impuesto diferido activo</b>                           |                                  |  |   |   |                                   |                                    |
| Provisiones y otros (1)                                   | \$133.531.325                    | \$ -   | \$(62.014.033)  | \$ -  | -                                 | \$71.517.292                       |
| Obligaciones de aportación definida                       | 32.641.161                       | -  | 316.573   | 79.903  | -                                 | 33.037.637                         |
| <b>Total impuesto diferido activo</b>                     | <b>\$166.172.486</b>             | <b>\$ -</b>                                    | <b>\$(61.697.460)</b>   | <b>\$ 79.903</b>  | <b>\$ -</b>                       | <b>\$104.554.929</b>               |
| <b>Impuesto diferido pasivo</b>                           |                                  |  |   |   |                                   |                                    |
| Exceso de depreciación fiscal sobre el valor contable (2) | (354.283.463)                    | -  | 52.132.768  | 2.319.396   | -                                 | (299.831.299)                      |
| Método de participación Centroamérica                     | (124.475.553)                    | -  | (824.670)   | 42.345.164  | -                                 | (82.955.059)                       |
| Forward y swap  | (67.334.650)                     | -  | 27.610.209  | 54.119.865  | -                                 | 14.395.424                         |
| Centroamérica (3)   | -                                | (201.150.376)                                  | -   | -   | 24.165.483                        | (176.984.893)                      |
| Otros   | (368.381)                        | -  | 13.155  | -   | -                                 | (355.226)                          |
| <b>Total impuesto diferido pasivo</b>                     | <b>\$(546.462.047)</b>           | <b>\$(201.150.376)</b>                         | <b>\$78.931.462</b>   | <b>\$ 98.784.425</b>  | <b>\$24.165.483</b>               | <b>\$(545.731.053)</b>             |
| <b>Impuesto diferido activo (pasivo), neto</b>            | <b>\$(380.289.561)</b>           | <b>\$(201.150.376)</b>                         | <b>\$17.234.002</b>   | <b>\$ 98.864.328</b>  | <b>\$24.165.483</b>               | <b>\$(441.176.124)</b>             |

- (i) Al 30 de junio de 2023 la disminución de los resultados por impuesto diferido comprende al impuesto diferido del período.
- (ii) El impuesto diferido corresponde a los movimientos de los derivados liquidados por la línea de negocio de distribución y al reconocimiento del impuesto diferido por método de participación por las inversiones de Centroamérica.

- (1) Al 30 de junio de 2023, el detalle del impuesto diferido pasivo por concepto de otras provisiones corresponde a:

|                                       | Saldo inicial 1 de enero de 2023 | Incremento (decremento) por impuestos diferidos en resultados | Saldo final al 30 de junio de 2023 |
|---------------------------------------|----------------------------------|---|------------------------------------|
| Otros                                 | \$61.347.488                     | \$(44.310.692)  | \$17.036.796                       |
| Provisiones de trabajos y servicios   | 20.319.893                       | 9.497.913   | 29.817.806                         |
| Provisión obligaciones laborales (a)  | 30.967.601                       | (21.912.835)  | 9.054.766                          |
| Provisión de cuentas incobrables (b)  | 15.449.242                       | (4.674.788)   | 10.774.454                         |
| Provisión por desmantelamiento        | 3.099.555                        | 196.223   | 3.295.778                          |
| Provisión Compensación Calidad        | 1.576.712                        | (39.020)  | 1.537.692                          |
| Dif. Impuesto de Industria y Comercio | 770.834                          | (770.834)   | 0                                  |
|                                       | <b>\$133.531.325</b>             | <b>\$(62.014.033)</b>   | <b>\$71.517.292</b>                |

- (a) Este rubro corresponde principalmente a provisiones de costos de personal por reestructuración (provisión fondo de transición).

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

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

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

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

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

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

(3) **Centroamérica:**

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

| Centroamérica                        | <u>Al 30 de junio de 2023</u> |
|--------------------------------------|-------------------------------|
| Panamá (a)                           | \$ (143.371.657)              |
| Costa Rica (b)                       | (33.613.236)                  |
| <b>Total impuesto diferido, neto</b> | <b>\$ (176.984.893)</b>       |

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

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

La Ley 2151 de 2021 definió a partir del año 2022 la tarifa de renta al 35%. El impuesto diferido a 30 de junio de 2023 se presenta a continuación:

|  | <u>2023 en adelante</u> |
|--|-------------------------|
| Provisiones y pasivos estimados                        | \$ 485.310.506          |
| Obligaciones de aportación definida                    | 100.188.443             |
| Cartera  | 31.477.291              |
| Otros  | (35.689.984)            |
| Instrumentos financieros                               | (12.353.053)            |
| Propiedades, planta y equipo                           | (1.091.542.797)         |
|  | <b>\$ (522.609.594)</b> |
| Tarifa   | 35%                     |
| Impuesto   | (182.913.358)           |
| Ganancias ocasionales                                  | 11.181.238              |
| Tarifa   | 15%                     |
| Impuesto   | 1.677.186               |
| Total impuesto diferido pasivo (sin MPP Centroamérica) | <b>\$ (181.236.172)</b> |
| Base método de participación de Centroamérica          | (257.364.867)           |
| <b>Impuesto pasivo por método de participación</b>     | <b>(82.955.059)</b>     |
| Total impuesto diferido pasivo Centroamérica           | <b>(176.984.893)</b>    |
| Total impuesto diferido pasivo, neto                   | <b>\$ (441.176.124)</b> |

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

**17. Pasivos financieros**

|                              | Al 30 de junio de 2023  |                       |                         | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |                         |
|------------------------------|-------------------------|-----------------------|-------------------------|----------------------------|-----------------------|-------------------------|
|                              | Corriente               |                       | No Corriente            | Corriente                  |                       |                         |
|                              | Capital                 | Intereses             |                         | Capital                    | Intereses             | No Corriente            |
| Obligaciones Bancarias (1)   | \$850.008.805           | \$114.644.285         | \$3.896.540.872         | \$618.795.402              | \$64.977.265          | \$3.248.507.699         |
| Bonos emitidos (2)           | 636.894.335             | 38.554.616            | 1.978.598.673           | 765.130.000                | 47.340.264            | 2.420.448.051           |
| Instrumentos derivados (3)   | 94.259.308              | -                     | 11.319.325              | 4.615.446                  | -                     | -                       |
| Obligaciones por leasing (4) | 24.441.292              | 5.177.889             | 244.959.188             | 28.061.887                 | 4.968.825             | 261.644.758             |
|                              | <b>\$ 1.605.603.740</b> | <b>\$ 158.376.790</b> | <b>\$ 6.131.418.058</b> | <b>\$ 1.416.602.735</b>    | <b>\$ 117.286.354</b> | <b>\$ 5.930.600.508</b> |

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., el detalle de las obligaciones por préstamos de deuda al 30 de junio de 2023 es el siguiente:

Para el segundo trimestre de 2023 se generaron las siguientes obligaciones financieras:

| Descripción                               | Tasa EA | Fecha Vto. | Menor a 90 días      | Mayor a 90 días      | Total Corriente      | 1 a 2 años           | 2 a 3 años           | 3 a 4 años           | 4 a 5 años             | 5 a 10 años          | Total no corriente     |
|---|---------|------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|----------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| Banco de Bogotá S.A.                      | 16,03%  | 10/02/2024 | \$8.752.756          | \$400.000.000        | \$408.752.756        | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Bancolombia S.A.                          | 13,74%  | 21/12/2023 | 1.114.597            | 300.000.000          | 301.114.597          | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Banco BBVA COLOMBIA S.A.                  | 13,88%  | 14/01/2025 | 41.689.784           | 33.333.333           | 75.023.117           | 66.666.660           | -                    | -                    | -                      | -                    | 66.666.660             |
| Bancolombia S.A.                          | 13,67%  | 15/07/2026 | 74.339.733           | -                    | 74.339.733           | 60.000.000           | 60.000.000           | 60.000.000           | -                      | -                    | 180.000.000            |
| Mufg Bank Ltd Americas                    | 17,12%  | 12/04/2028 | 24.445.863           | -                    | 24.445.863           | -                    | 227.875.000          | 227.875.000          | 227.875.000            | -                    | 683.625.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 14,42%  | 15/07/2026 | 16.758.680           | -                    | 16.758.680           | 15.000.000           | 15.000.000           | 15.000.000           | -                      | -                    | 45.000.000             |
| Bancolombia S.A.                          | 14,80%  | 5/04/2028  | 16.576.400           | -                    | 16.576.400           | -                    | -                    | -                    | 480.000.000            | -                    | 480.000.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 14,74%  | 28/07/2028 | 10.218.373           | -                    | 10.218.373           | -                    | -                    | -                    | 411.000.000            | -                    | 411.000.000            |
| Scotiabank Colpatría S.A.                 | 14,05%  | 14/05/2026 | 6.806.630            | -                    | 6.806.630            | -                    | 400.000.000          | -                    | -                      | -                    | 400.000.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 13,73%  | 28/04/2029 | 5.904.444            | -                    | 5.904.444            | 50.000.000           | 50.000.000           | 50.000.000           | 50.000.000             | 50.000.000           | 250.000.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 16,37%  | 30/11/2029 | 4.943.680            | -                    | 4.943.680            | -                    | -                    | -                    | -                      | 360.000.000          | 360.000.000            |
| Banco de Bogotá S.A.                      | 14,47%  | 5/04/2026  | 946.942              | 2.556.507            | 3.503.449            | 3.408.661            | 2.840.551            | -                    | -                      | -                    | 6.249.212              |
| Bancolombia S.A.                          | 13,92%  | 30/11/2026 | 3.111.680            | -                    | 3.111.680            | -                    | -                    | 260.000.000          | -                      | -                    | 260.000.000            |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.        | 13,06%  | 6/01/2024  | 1.163.075            | 1.520.364            | 2.683.439            | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Banco BBVA Colombia S.A.                  | 13,88%  | 19/10/2027 | 2.679.506            | -                    | 2.679.506            | -                    | -                    | -                    | 100.000.000            | -                    | 100.000.000            |
| Banco BBVA Colombia S.A.                  | 5,84%   | 2/11/2026  | 2.014.801            | -                    | 2.014.801            | -                    | -                    | 215.000.000          | -                      | -                    | 215.000.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 14,11%  | 30/11/2027 | 1.789.200            | -                    | 1.789.200            | -                    | -                    | -                    | 150.000.000            | -                    | 150.000.000            |
| Bancolombia S.A.                          | 14,83%  | 30/11/2028 | 1.113.014            | -                    | 1.113.014            | -                    | -                    | -                    | -                      | 89.000.000           | 89.000.000             |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 0,00%   | 16/10/2023 | 612.091              | 204.030              | 816.121              | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Banco Itaú CorpBanca Colombia S.A.        | 13,06%  | 8/02/2024  | 266.578              | 435.152              | 701.730              | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Bancolombia S.A.                          | 14,09%  | 23/12/2027 | 595.422              | -                    | 595.422              | -                    | -                    | -                    | 200.000.000            | -                    | 200.000.000            |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 0,00%   | 30/11/2023 | 270.455              | 180.303              | 450.758              | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| Financiera de Desarrollo Territorial S.A. | 0,00%   | 28/08/2023 | 309.697              | -                    | 309.697              | -                    | -                    | -                    | -                      | -                    | -                      |
| <b>Total Créditos</b>                     |         |            | <b>\$226.423.401</b> | <b>\$738.229.689</b> | <b>\$964.653.090</b> | <b>\$195.075.321</b> | <b>\$755.715.551</b> | <b>\$827.875.000</b> | <b>\$1.618.875.000</b> | <b>\$499.000.000</b> | <b>\$3.896.540.872</b> |

- Préstamo del banco Mufg Bank Ltd Américas por \$683.625.000 con fecha de vencimiento 12 abril de 2028, tasa IBR Overnight + 3.70% TV.
- Préstamo de Bancolombia S.A. por \$300.000.000, plazo 6 meses, tasa 13,741%, bullet, pago de interés trimestral.

El 4 de abril se generó el pago del crédito por 42.000.000 USD del Bank of Nova Scotia.

(2) El detalle de las obligaciones por bonos de deuda a 30 de junio de 2023 es el siguiente:

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

| Serie  | Tasa EA | Tipo de tasa | Menor a 90 días | Mayor a 90 días | Total Corriente | Total no corriente    |                       |                       |                       |                         |
|--|---------|--------------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|-------------------------|
|  |         |              |                 |                 |                 | 1 a 2 años            | 2 a 3 años            | 4 a 5 años            | 5 a 10 años           | Total no corriente      |
| E7-17  | 6,46%   | Fija         | 790.200         | 200.000.000     | 200.790.200     | -                     | -                     | -                     | -                     | -                       |
| B5-18  | 15,53%  | Variable     | 5.393.115       | 195.000.000     | 200.393.115     | -                     | -                     | -                     | -                     | -                       |
| B10-14   | 16,67%  | Variable     | 3.656.638       | 186.394.335     | 190.050.973     | -                     | -                     | -                     | -                     | -                       |
| B15-09   | 19,21%  | Variable     | 1.379.009       | 55.500.000      | 56.879.009      | -                     | -                     | -                     | -                     | -                       |
| B12-18   | 16,39%  | Variable     | 5.482.240       | -               | 5.482.240       | -                     | -                     | -                     | 160.000.000           | 160.000.000             |
| B12-13   | 17,75%  | Variable     | 4.112.728       | -               | 4.112.728       | -                     | 193.340.000           | -                     | -                     | 193.340.000             |
| B7-20  | 15,11%  | Variable     | 3.593.500       | -               | 3.593.500       | -                     | -                     | 250.000.000           | -                     | 250.000.000             |
| B12-13   | 17,98%  | Variable     | 3.303.573       | -               | 3.303.573       | -                     | 362.940.282           | -                     | -                     | 362.940.282             |
| B16-14   | 17,03%  | Variable     | 3.251.463       | -               | 3.251.463       | -                     | -                     | -                     | 162.407.017           | 162.407.017             |
| E7-18  | 6,74%   | Fija         | 2.916.000       | -               | 2.916.000       | 200.000.000           | -                     | -                     | -                     | 200.000.000             |
| B10-19   | 16,36%  | Variable     | 2.002.800       | -               | 2.002.800       | -                     | -                     | -                     | 200.000.000           | 200.000.000             |
| B15-12   | 16,45%  | Variable     | 1.507.600       | -               | 1.507.600       | -                     | -                     | 199.911.374           | -                     | 199.911.374             |
| E4-20  | 4,70%   | Fija         | 1.165.750       | -               | 1.165.750       | 250.000.000           | -                     | -                     | -                     | 250.000.000             |
| <b>\$ 38.554.616 \$ 636.894.335 \$ 675.448.951</b> |         |              |                 |                 |                 | <b>\$ 450.000.000</b> | <b>\$ 556.280.282</b> | <b>\$ 449.911.374</b> | <b>\$ 522.407.017</b> | <b>\$ 1.978.598.673</b> |

3) Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2023 tiene constituidos ciento cuarenta y un (141) derivados de cobertura de flujo con valoración pasiva así:

| Derivado | Subyacente             | Banco                         | Factor Riesgo   | Fecha       |  | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente     | No Corriente |
|----------|------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------|--|-----------------|--------|-------------|---------------|--------------|
|          |                        |                               |                 | Vencimiento |  |                 |        |             |               |              |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 110.000.000     | CNH    | 733,43      | \$ 15.898.680 | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 110.000.000     | CNH    | 722,39      | 15.527.958    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Crédit Agricole centre France | Cash flow hedge | 28/09/2023  |  | 77.121.158      | CNH    | 708,24      | 8.767.391     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BKOFAMERICA_US                | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 10.000.000      | USD    | 5.016,00    | 7.956.332     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Crédit Agricole centre France | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 10.558.620      | USD    | 4.744,63    | 5.561.640     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BBVA Colombia                 | Cash flow hedge | 30/04/2024  |  | 10.000.000      | USD    | 4.853,54    | 3.740.151     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BBVA Colombia                 | Cash flow hedge | 29/02/2024  |  | 10.000.000      | USD    | 4.798,72    | 3.661.996     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BBVA Colombia                 | Cash flow hedge | 30/11/2023  |  | 10.000.000      | USD    | 4.710,67    | 3.576.105     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 5.761.994       | USD    | 4.675,49    | 2.415.795     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 5.076.922       | USD    | 4.533,86    | 1.615.814     | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/10/2023  |  | 1.500.000       | USD    | 5.300,60    | 1.433.586     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Trading         | 6/07/2023   |  | 3.978.481       | USD    | 4.504,36    | 1.304.350     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 27/07/2023  |  | 3.712.000       | USD    | 4.531,66    | 1.193.783     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 28/09/2023  |  | 3.339.597       | USD    | 4.592,16    | 1.027.060     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 28/06/2024  |  | 1.250.000       | USD    | 5.373,50    | 988.259       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 1.250.000       | USD    | 5.085,10    | 967.268       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 30/11/2023  |  | 1.000.000       | USD    | 5.335,35    | 953.388       | -            |
| Forward  | Frontera               | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 21/07/2023  |  | 1.069.792       | USD    | 5.049,40    | 902.540       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 2.679.626       | USD    | 4.533,86    | 852.835       | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  |  | 1.012.657       | USD    | 5.022,35    | 820.611       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 2.285.395       | USD    | 4.610,50    | 813.242       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Trading         | 19/07/2023  |  | 1.740.902       | USD    | 4.522,86    | 564.687       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 2/10/2023   |  | 700.000         | USD    | 5.086,57    | 549.297       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/10/2023  |  | 700.000         | USD    | 5.117,41    | 545.583       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Trading         | 6/07/2023   |  | 1.583.056       | USD    | 4.504,36    | 519.008       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 500.000         | USD    | 5.195,51    | 487.301       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 500.000         | USD    | 5.232,52    | 484.059       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 2/10/2023   |  | 500.000         | USD    | 5.267,13    | 480.067       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/05/2024  |  | 700.000         | USD    | 5.224,55    | 479.919       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 633.000         | USD    | 4.928,53    | 421.035       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 30/11/2023  |  | 500.000         | USD    | 5.149,52    | 388.105       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 31/05/2024  |  | 700.000         | USD    | 5.089,78    | 386.982       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/07/2023  |  | 568.000         | USD    | 4.896,98    | 383.523       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 2/10/2023   |  | 582.000         | USD    | 4.957,97    | 380.769       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/11/2023  |  | 585.000         | USD    | 5.016,98    | 375.799       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/10/2023  |  | 571.000         | USD    | 4.987,97    | 370.140       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Banco de Bogotá S.A.          | Cash flow hedge | 2/01/2024   |  | 1.200.000       | USD    | 4.650,78    | 328.383       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/08/2023  |  | 400.000         | USD    | 5.052,75    | 316.625       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/10/2023  |  | 475.000         | USD    | 4.916,90    | 275.744       | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Trading         | 6/07/2023   |  | 838.447         | USD    | 4.504,36    | 274.886       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/04/2024  |  | 400.000         | USD    | 5.191,00    | 268.542       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 1/04/2024   |  | 400.000         | USD    | 5.158,00    | 266.212       | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 2/01/2024   |  | 418.000         | USD    | 5.031,70    | 265.022       | -            |

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

| Derivado | Subyacente             | Banco                         | Factor Riesgo   | Fecha       |                 | Moneda | Tasa Fijada | Corriente | No Corriente |
|----------|------------------------|-------------------------------|-----------------|-------------|-----------------|--------|-------------|-----------|--------------|
|          |                        |                               |                 | Vencimiento | Nocional Activo |        |             |           |              |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 400.000         | USD    | 5.095,00    | 263.078   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/10/2023  | 581.000         | USD    | 4.758,35    | 250.836   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 424.000         | USD    | 4.845,98    | 248.324   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 30/11/2023  | 557.000         | USD    | 4.786,60    | 238.466   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 393.000         | USD    | 4.812,69    | 232.577   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 477.000         | USD    | 4.729,49    | 225.054   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 30/04/2024  | 400.000         | USD    | 5.058,46    | 219.497   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 1/04/2024   | 400.000         | USD    | 5.028,27    | 217.784   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 400.000         | USD    | 4.974,90    | 217.351   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 479.000         | USD    | 4.666,72    | 215.656   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 300.000         | USD    | 5.125,00    | 198.067   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.412,21    | 196.266   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.433,21    | 181.889   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 404.000         | USD    | 4.702,09    | 179.792   | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  | 203.931         | USD    | 5.022,35    | 165.256   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/11/2023  | 285.000         | USD    | 4.948,90    | 164.794   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 300.000         | USD    | 5.002,33    | 163.359   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 200.000         | USD    | 5.020,25    | 160.131   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/05/2024  | 495.000         | USD    | 4.820,80    | 156.663   | -            |
| Forward  | Frontera               | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 17/08/2023  | 177.463         | USD    | 5.069,57    | 146.724   | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 2/10/2023   | 230.000         | USD    | 4.888,20    | 135.016   | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Trading         | 27/07/2023  | 309.241         | USD    | 4.531,66    | 99.452    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 315.000         | USD    | 4.709,20    | 96.143    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 2/01/2024   | 145.000         | USD    | 4.979,90    | 83.839    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/04/2024  | 250.000         | USD    | 4.790,05    | 77.676    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 2/01/2024   | 177.000         | USD    | 4.813,52    | 75.409    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 1/04/2024   | 235.000         | USD    | 4.762,00    | 73.039    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 220.000         | USD    | 4.736,00    | 67.840    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Mufg Bank Ltd Americas        | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 1.939.137       | USD    | 4.180,00    | 62.059    | -            |
| Forward  | Frontera               | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 19/10/2023  | 70.985          | USD    | 5.135,25    | 57.650    | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  | 67.977          | USD    | 5.022,35    | 55.085    | -            |
| Forward  | Frontera               | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  | 64.763          | USD    | 4.992,76    | 50.584    | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | Crédit Agricole centre France | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 63.120.560      | CNH    | 587,01      | 45.593    | -            |
| Forward  | Cobertura Cosenit USD  | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  | 54.315          | USD    | 5.022,35    | 44.014    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.254,25    | 40.426    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 31/07/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.254,25    | 40.426    | -            |
| Forward  | Frontera               | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 21/07/2023  | 33.838          | USD    | 5.126,91    | 30.922    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.277,50    | 30.202    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Itaú CorpBanca Colombia SA    | Cash flow hedge | 31/08/2023  | 1.000.000       | USD    | 4.277,50    | 30.202    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/05/2024  | 1.040.000       | USD    | 4.496,22    | 28.257    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/05/2024  | 1.040.000       | USD    | 4.496,22    | 28.257    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 1/04/2024   | 790.000         | USD    | 4.449,22    | 17.748    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 1/04/2024   | 790.000         | USD    | 4.449,22    | 17.748    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/04/2024  | 680.000         | USD    | 4.473,47    | 17.644    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 30/04/2024  | 680.000         | USD    | 4.473,47    | 17.644    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 760.000         | USD    | 4.427,72    | 16.530    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 760.000         | USD    | 4.427,72    | 16.530    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 710.000         | USD    | 4.404,72    | 14.178    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 710.000         | USD    | 4.404,72    | 14.178    | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/05/2024  | 488.000         | USD    | 4.481,08    | 6.797     | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 30/04/2024  | 297.000         | USD    | 4.460,46    | 4.300     | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 1/04/2024   | 334.000         | USD    | 4.438,22    | 4.212     | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 31/01/2024  | 347.000         | USD    | 4.395,79    | 4.120     | -            |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Citibank Colombia S.A.        | Cash flow hedge | 29/02/2024  | 298.000         | USD    | 4.416,80    | 3.552     | -            |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BBVA Colombia                 | Cash flow hedge | 31/07/2024  | 4.500.000       | USD    | 4.942,60    | -         | 1.775.281    |
| Forward  | Inversiones/proyecto   | BNP Paribas                   | Cash flow hedge | 29/11/2024  | 1.250.000       | USD    | 5.550,50    | -         | 1.042.758    |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 30/09/2024  | 1300000         | USD    | 5.358,60    | -         | 939.539      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 30/09/2024  | 1300000         | USD    | 5.202,12    | -         | 740.765      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 2/09/2024   | 900000          | USD    | 5.326,54    | -         | 641.358      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 31/07/2024  | 900000          | USD    | 5.290,92    | -         | 633.352      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A.     | Cash flow hedge | 2/07/2024   | 800000          | USD    | 5.256,63    | -         | 555.251      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 2/09/2024   | 900000          | USD    | 5.174,88    | -         | 507.871      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 31/07/2024  | 900000          | USD    | 5.146,75    | -         | 506.055      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 31/10/2024  | 700.000         | USD    | 5.403,50    | -         | 505.543      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 2/07/2024   | 800000          | USD    | 5.117,35    | -         | 445.765      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 2/12/2024   | 600.000         | USD    | 5.435,50    | -         | 437.766      |
| Forward  | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España                   | Cash flow hedge | 31/10/2024  | 700000          | USD    | 5.222,50    | -         | 397.742      |

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

| Derivado                | Subyacente             | Banco                     | Factor Riesgo   | Fecha       |  | Nocional Activo | Moneda | Tasa Fijada | Corriente            | No Corriente         |
|-------------------------|------------------------|---------------------------|-----------------|-------------|--|-----------------|--------|-------------|----------------------|----------------------|
|                         |                        |                           |                 | Vencimiento |  |                 |        |             |                      |                      |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España               | Cash flow hedge | 2/12/2024   |  | 600000          | USD    | 5.255,55    | -                    | 346.617              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 30/09/2024  |  | 875.000         | USD    | 4.929,80    | -                    | 296.080              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/09/2024   |  | 575.000         | USD    | 4.906,80    | -                    | 192.506              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/07/2024  |  | 575.000         | USD    | 4.876,80    | -                    | 189.199              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/07/2024   |  | 500.000         | USD    | 4.846,80    | -                    | 160.744              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/10/2024  |  | 465.000         | USD    | 4.956,80    | -                    | 160.079              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/12/2024   |  | 370.000         | USD    | 4.984,80    | -                    | 129.976              |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España               | Cash flow hedge | 2/01/2025   |  | 100000          | USD    | 5.472,50    | -                    | 74.325               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BBVA España               | Cash flow hedge | 2/01/2025   |  | 100000          | USD    | 5.283,50    | -                    | 58.484               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/01/2025   |  | 125.000         | USD    | 5.025,75    | -                    | 46.385               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/09/2024   |  | 1.120.000       | USD    | 4.564,72    | -                    | 41.976               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/09/2024   |  | 1.120.000       | USD    | 4.564,72    | -                    | 41.976               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/10/2024  |  | 930.000         | USD    | 4.604,72    | -                    | 39.844               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/10/2024  |  | 930.000         | USD    | 4.604,72    | -                    | 39.844               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/07/2024  |  | 1.070.000       | USD    | 4.542,06    | -                    | 37.992               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/07/2024  |  | 1.070.000       | USD    | 4.542,06    | -                    | 37.992               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/12/2024   |  | 780.000         | USD    | 4.624,72    | -                    | 35.430               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/12/2024   |  | 780.000         | USD    | 4.624,72    | -                    | 35.430               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/07/2024   |  | 960.000         | USD    | 4.514,50    | -                    | 26.623               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/07/2024   |  | 960.000         | USD    | 4.514,50    | -                    | 26.623               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 30/09/2024  |  | 640.000         | USD    | 4.582,72    | -                    | 24.899               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 30/09/2024  |  | 640.000         | USD    | 4.582,72    | -                    | 24.899               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/01/2025   |  | 520.000         | USD    | 4.636,72    | -                    | 22.353               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/01/2025   |  | 520.000         | USD    | 4.636,72    | -                    | 22.353               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash flow hedge | 2/09/2024   |  | 576.000         | USD    | 4.557,00    | -                    | 18.052               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 31/07/2024  |  | 549.000         | USD    | 4.533,00    | -                    | 15.131               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | BNP Paribas               | Cash flow hedge | 2/07/2024   |  | 472.000         | USD    | 4.513,00    | -                    | 12.464               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 31/10/2024  |  | 531.000         | USD    | 4.578,35    | -                    | 11.001               |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 30/09/2024  |  | 413.000         | USD    | 4.562,03    | -                    | 8.871                |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 2/12/2024   |  | 486.000         | USD    | 4.591,50    | -                    | 8.565                |
| Forward                 | Cobertura.FX.Pago.CERE | Scotiabank Colpatría S.A. | Cash Flow Hedge | 2/01/2025   |  | 209.000         | USD    | 4.605,47    | -                    | 3.566                |
| <b>Total valoración</b> |                        |                           |                 |             |  |                 |        |             | <b>\$ 94.259.308</b> | <b>\$ 11.319.325</b> |

4) El detalle de las obligaciones por arrendamientos por NIIF 16 al 30 de junio de 2023 y al 31 de diciembre de 2022, para Enel Colombia S.A. E.S.P. es el siguiente:

|                     | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|---------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|                     | Corriente              | No Corriente          | Corriente                  | No Corriente          |
| Vehículos (a)       | \$ 10.195.911          | \$ 2.483.175          | \$ 14.023.280              | \$ 9.620.352          |
| Edificios (b)       | 8.132.760              | 90.824.095            | 9.908.683                  | 110.753.564           |
| Terrenos (c)        | 5.227.947              | 104.791.117           | 8.289.244                  | 141.270.842           |
| Maquinaria y equipo | 98.229                 | -                     | 194.237                    | -                     |
| Redes eléctricas    | -                      | 699.292               | 615.268                    | -                     |
| <b>Total</b>        | <b>\$ 23.654.847</b>   | <b>\$ 198.797.679</b> | <b>\$ 33.030.712</b>       | <b>\$ 261.644.758</b> |

(a) Corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses de Transportes Especiales Aliados S.A.S. por (\$4.309.507), Busexpress S.A.S por (\$1.631.220) y ALD Automotive S.A. por (\$1.002.052) y a nuevos contratos de transporte manageriales con ALD Automotive S.A. por \$527.445.

(b) La disminución en edificios corresponde principalmente a la amortización de capital y pago de intereses del Edificio Q93 por (\$3.087.343), Almincarga S.A. por (\$455.945), Páez Ruiz y Asociados por (\$129.346) y ampliaciones de contratos de Gestión Inmobiliaria MIC S.A. por \$91.104, Paola Londoño por \$ 99.218 y Almincarga S.A. por \$36.211.

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

- (c) Corresponde principalmente a nuevos contratos de arrendamiento de terrenos para el desarrollo de proyectos renovables con María Cecilia Botero de Botero por \$8.184.350, Agro Inversiones Campos Verdes por \$3.808.398, Rosa Lilian Borja Alvarado por \$628.196, Marelvis Zamora por \$378.649; contratos para la infraestructura para patios de recarga de Transmilenio S.A. con Julio Flechas por \$106.696 y amortización de capital y pago de intereses de Compañía General de Actividades y Suministros S.A.S por (\$3.390.708), C.I. Alliance S.A. por (\$1.405.433), Terrapuerto S.A.S. por (\$ 1.072.959), Agropecuaria Doña Barbara y Marelvis Zamora por (\$642.935); Luis Charris y Herederos por (\$612.956), Rolando Manjarrés Charris por (\$578.300) y Agro inversiones Campos Verdes por (\$462.534).

Al 30 de junio de 2023, Enel Colombia S.A. E.S.P. cuenta con \$3.606.582.017 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 30 de junio de 2023 existen tres garantías con Scotiabank Colpatria S.A. por \$6.466.036 que respaldan el cumplimiento de las obligaciones de crédito suscritas con la Financiera de Desarrollo Territorial S.A. - Findeter S.A., en el marco del decreto legislativo 517 de 2020.

**Centroamérica:**

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

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

|           | Al 30 de junio de 2023 |                      |
|-----------|------------------------|----------------------|
|           | Corriente              | No Corriente         |
| Terrenos  | \$ 345.058             | \$ 22.830.740        |
| Edificios | 25.106                 | 4.062.272            |
| Vehículos | 12.029                 | 1.943.061            |
|           | <b>\$ 382.193</b>      | <b>\$ 28.836.073</b> |

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

|           | Al 30 de junio de 2023 |                      |
|-----------|------------------------|----------------------|
|           | Corriente              | No Corriente         |
| Edificios | \$ 2.968.080           | \$ 1.072.435         |
| Terrenos  | 1.806.924              | 13.091.232           |
| Vehículos | 619.392                | 790.915              |
|           | <b>\$ 5.394.396</b>    | <b>\$ 14.954.582</b> |

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

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

|  | Al 30 de junio de 2023 |                     |
|--|------------------------|---------------------|
|  | Corriente              | No Corriente        |
|  | Edificios              | \$ 187.745          |
|  | <b>\$ 187.745</b>      | <b>\$ 2.370.854</b> |

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

|   | Al 30 de junio de 2023  |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|---|-------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|   | Corriente               | No corriente          | Corriente                  | No corriente          |
| Cuentas por pagar bienes y servicios (1)  | \$ 1.720.703.993        | \$ -                  | \$ 1.165.177.457           | \$ -                  |
| Estimados por compra de energía y gas (2) | 595.944.226             | -                     | 526.828.983                | 23.418.367            |
| Otras cuentas por pagar (3)               | 328.435.207             | 282.959.048           | 264.441.647                | 306.787.240           |
|   | <b>\$ 2.645.083.426</b> | <b>\$ 282.959.048</b> | <b>\$ 1.956.448.087</b>    | <b>\$ 330.205.607</b> |

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 la variación corresponde principalmente a cuenta por pagar de bienes y servicios mediante operaciones factoring con Citibank Colombia S.A. por \$110.138.380, Bancolombia S.A. por \$77.256.036, Banco JP Morgan SE por \$20.002.092 y Banco AV Villas S.A. por \$16.212.938.

Adicionalmente las cuentas por pagar a la Administración de Impuestos Nacionales por concepto de renta de \$500.675.182 correspondiente a la última cuota por pagar del año 2022 y a proveedores: Huawei Technologies Colombia S. A. S. por \$21.276.234, CJR Renewables Colombia S.A.S. por \$21.072.531, Sungrow Power Supply Co. LTD. por \$18.111.458, Soltec Energías Renovables S.L. por \$17.196.579, Hidroeléctrica del Alto Porce S.A.S. por \$16.396.324, entre otros proveedores. Incluye también estimados de bienes y servicios por \$187.470.952.

**Centroamérica**

**Panamá:** corresponde principalmente a compras de energía en el mercado ocasional por valor de \$71.909.498 y facturas por recibir correspondiente a compras de energía por \$62.747.002.

**Guatemala:** Corresponde principalmente a la compra facturada de energía de la comercializadora como proveedor principal del Administrador de mercado mayorista – AMM por \$17.436.284.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente a cuentas por pagar por compras de energía del segmento de distribución por \$370.545.820; segmento de generación por \$134.577.487 y comercialización de gas por \$7.612.953. 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 \$62.588.770.

**Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde principalmente a compras de energía de Enel Fortuna S.A. para cubrir los compromisos de energía de la Compañía, por valor de \$5.985.980.

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

- (3) El detalle de otras cuentas por pagar al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 es el siguiente:

|                                 | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|---------------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|                                 | Corriente              | No corriente          | Corriente                  | No corriente          |
| Otras cuentas por pagar (a)     | \$ 221.321.643         | \$ 282.959.048        | \$ 190.366.842             | \$ 306.787.240        |
| Recaudo a favor de terceros (b) | 64.575.646             | -                     | 19.833.962                 | -                     |
| Saldos a favor de clientes (c)  | 42.537.918             | -                     | 54.240.843                 | -                     |
|                                 | <b>\$ 328.435.207</b>  | <b>\$ 282.959.048</b> | <b>\$ 264.441.647</b>      | <b>\$ 306.787.240</b> |

- (a) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 el pasivo a corto plazo corresponde principalmente a las adecuaciones – obras eléctricas ejecutadas por socios comerciales por \$107.411.230, pasivos por concepto de áreas de distribución de energía (ADD's) por \$39.604.537. Los ADD's corresponden al cargo de distribución de otros operadores de red que por mandato regulatorio deben ser facturados y recaudados por la Compañía a sus usuarios finales bajo el esquema de áreas de distribución. Las áreas de distribución es un mecanismo regulatorio que se incluyó en Colombia bajo la Resolución CREG 058-068 y 070 de 2008, que tiene como objetivo distribuir el costo de distribución que deben asumir los usuarios finales de forma equitativa en las diferentes regiones del país entre todos los usuarios.

**Centroamérica**

**Panamá:** El pasivo a corto y largo plazo, corresponde principalmente a la cuenta por pagar Sinolam Smarter Energy LNG Group INC. por la adquisición de los contratos de suministro de energía PPA de 224 MW, por valor de \$73.766.528 en el corto plazo y \$282.959.048 en el largo plazo.

- (b) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 corresponde principalmente al recaudo por suscripciones a periódicos, revistas, aseo y pólizas de seguros, entre otros. La variación corresponde a la cuenta por pagar por recaudo del contrato Openbook con Scotiabank S.A.

**Centroamérica**

**Costa Rica:** Corresponde principalmente a provisiones de obligaciones con MBO Servicios de Negocios S.A., servicios profesionales de auditoría y horas extras de personal, por valor de \$11.564.136.

**Panamá:** Corresponde principalmente a impuestos que fueron pagados con tarjeta de crédito y otros recaudos a favor de terceros por valor de \$50.498.129.

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

**Centroamérica**

**Guatemala:** Corresponde principalmente a saldo a favor de clientes en compra y venta de energía por valor de \$6.621.554.

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

**19. Otras provisiones**

|  | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|--|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|  | Corriente              | No corriente          | Corriente                  | No corriente          |
| <b>Provisiones ambientales</b>                         | <b>126.681.197</b>     | <b>175.082.002</b>    | <b>\$165.338.131</b>       | <b>\$128.372.377</b>  |
| <i>Ambiental y obras Quimbo (1)</i>                    | 67.295.069             | 30.292.040            | 105.490.421                | 2.152.004             |
| <i>Plan de Restauración Quimbo (1)</i>                 | 29.696.082             | 29.512.036            | 28.242.097                 | 30.116.699            |
| <i>Provisión Ambiental Río Bogotá (2)</i>              | 7.740.026              | 16.111.003            | 9.099.228                  | 12.568.899            |
| <i>Provisión ambiental el Paso (3)</i>                 | 2.088.230              | 14.209.800            | 2.711.479                  | 11.651.629            |
| <i>Plan de Compensación CAR (4)</i>                    | 19.227.600             | 84.888.091            | 19.389.926                 | 71.883.146            |
| <i>Otras compensaciones ambientales</i>                | 634.190                | 69.032                | 404.980                    | -                     |
| <b>Provisión de reclamaciones legales (5)</b>          | <b>14.761.613</b>      | <b>8.864.650</b>      | <b>17.053.613</b>          | <b>8.640.394</b>      |
| <i>Civiles y otros</i>                                 | 10.117.781             | 6.056.883             | 12.907.515                 | 6.333.309             |
| <i>Laborales</i>                                       | 4.643.832              | 2.807.767             | 4.146.098                  | 2.307.085             |
| <b>Desmantelamiento</b>                                | <b>7.178.490</b>       | <b>183.207.623</b>    | <b>13.301.006</b>          | <b>154.427.735</b>    |
| <i>Desmantelamiento Central Cartagena (6)</i>          | -                      | 158.067.488           | -                          | 138.140.857           |
| <i>Desmantelamiento de PCBs (7)</i>                    | 7.178.490              | 11.662.948            | 13.301.006                 | 2.966.463             |
| <i>Desmantelamiento de Asbesto</i>                     | -                      | 3.775.640             | -                          | 3.787.058             |
| <i>Otras provisiones de desmantelamiento</i>           | -                      | 9.701.547             | -                          | 9.533.357             |
| <b>Otras provisiones</b>                               | <b>36.861.888</b>      | <b>31.921.156</b>     | <b>44.757.778</b>          | <b>36.516.781</b>     |
| <i>provisión Fondo Electrificación Rural (8)</i>       | -                      | 19.268.010            | -                          | 23.635.006            |
| <i>Provisión Incertidumbre Fiscal (9)</i>              | 23.822.904             | -                     | 22.576.736                 | -                     |
| <i>Provisión Recuperación Tominé (10)</i>              | 4.917.491              | 3.160.280             | 9.912.481                  | -                     |
| <i>Provisión plan de retiro Central Cartagena (11)</i> | 6.316.019              | 4.320.556             | 6.316.019                  | 3.963.815             |
| <i>Provisión Fondo de Transición (12)</i>              | 1.805.474              | 4.479.174             | 5.952.542                  | 8.224.823             |
| <i>Otros</i>   | -                      | 693.136               | -                          | 693.137               |
| <b>Total Provisiones</b>                               | <b>\$ 185.483.188</b>  | <b>\$ 399.075.431</b> | <b>\$ 240.450.528</b>      | <b>\$ 327.957.287</b> |

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

La tasa utilizada para descontar los flujos de la provisión ambiental y obras Quimbo y de plan de restauración Quimbo a junio de 2023 es 19.42% y 10.18% EA y a diciembre de 2022 es 20.30% y 13.14% EA, respectivamente.

**Reclamación Consorcio Impregilo**

Durante el 2015, el Consorcio Impregilo OHL presentó ante Enel Colombia S.A. E.S.P. una serie de reclamaciones y notas de órdenes de cambio (Noc's) producto de afectaciones económicas por las obras ejecutadas en el contrato CEQ-21 obras civiles principales proyecto Hidroeléctrico El Quimbo.

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

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

(En miles de pesos)

En sesión ordinaria de Junta Directiva No 436 celebrada el 19 de octubre de 2016, fueron realizados los análisis técnicos y legales del contrato pactado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Consorcio Impregilo, como resultado de las mesas de negociación previas realizadas entre septiembre de 2015 y marzo de 2016. Enel Colombia S.A. E.S.P. en aras de evitar un proceso de arbitraje a futuro, decidió cerrar la negociación con el contratista durante el último trimestre de 2016. La pretensión inicial del contratista ascendía a \$224.560.000, entre reclamaciones y notas de orden de cambio como resultado de la negociación se cerró el acuerdo por \$57.459.000 más \$2.800.000, por el acta del cierre de contrato, y un reajuste a las reclamaciones por \$14.541.000, para un total de \$74.800.000, estos valores fueron autorizados por Enel Colombia S.A. E.S.P. para ser incluidos dentro del contrato CEQ 021 por medio del addendum 17 firmado en enero de 2017.

En noviembre de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. como parte del análisis de las actividades incluidas dentro de la provisión constituida para garantizar el cumplimiento de las obligaciones derivadas de la construcción de la Central, efectuó recuperaciones por actividades que fueron consideradas no necesarias e incluyendo los reajustes a los precios del contrato acordados en Junta Directiva y formalizados en addendum 17 el cual fue firmado y pagado durante el primer trimestre de 2017.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reclamación al contratista y a la compañía AXA Colpatria Seguros S.A., porque considera que algunos eventos que afectan la calidad de las obras de la presa son responsabilidad de Enel Colombia S.A. E.S.P. AXA Colpatria Seguros S.A rechazó la reclamación por garantía de calidad y estabilidad de las obras.

Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó réplica para la Aseguradora, la comunicación se radicó el viernes 4 de mayo de 2018. El 8 de junio de 2018 se recibió respuesta de AXA Colpatria Seguros S.A indicando que la reclamación fue objetada, pero que, no obstante, una vez se pruebe la responsabilidad del asegurado y se pruebe el daño entraría a revisar la reclamación, al 31 de marzo de 2019, no presentó cambios adicionales.

La demanda fue presentada el 29 de mayo de 2020, ante el Centro de Arbitraje de la Cámara de Comercio de Bogotá, en contra del Consorcio Impregilo-OHL (CIO) y AXA Colpatria Seguros S.A. Las pretensiones de la demanda sumaban \$99.201.254. Una vez presentada la demanda, el Centro de Arbitraje notificó a las partes el 2 de junio de 2020.

A su vez el Consorcio Impregilo-OHL, presentó demanda de Reconvención (Contrademanda), por valor de \$3.712.037. La contrademanda presentada por el Consorcio Impregilo-OHL, fue contestada el 4 de diciembre de 2020 por Enel Colombia S.A. E.S.P., rechazando el cobro de los dineros allí señalados.

El 5 de febrero de 2021, Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó reforma de la demanda arbitral siendo admitida por autos del 15 de febrero el 4 de marzo de 2021.

Las convocadas Consorcio Impregilo OHL y AXA Colpatria Seguros S.A., se pronunciaron dentro del término de ley sobre las reformas de la demanda de Enel Colombia S.A. E.S.P. (antes Emgesa S.A. E.S.P.), oponiéndose a las pretensiones y objetando el juramento estimatorio de perjuicios.

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

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

(En miles de pesos)

El 7 de diciembre de 2021 se instala la audiencia de fijación de gastos y honorarios. Se nombraron árbitros en el proceso, por lo que se pone en conocimiento de las partes por el término de 5 días para que, si a bien lo tienen, formulen solicitud de relevo.

Se notifica el Auto No 37, en el que se resuelve, entre otras cosas, establecer los gastos y honorarios del arbitramento que deberán pagar las partes, y fijar el 26 de enero de 2022 para realizar la primera audiencia de trámite.

En la audiencia del 26 de enero de 2022, el Tribunal previo a decretar las pruebas pedidas por las partes, impuso una serie de cargas que Enel Colombia S.A. E.S.P. debe cumplir en 10 días hábiles. Enel Colombia S.A. E.S.P. debe precisar la prelación e importancia de los testigos citados. La audiencia fue suspendida hasta el 22 de febrero de 2022.

En audiencia del 22 de febrero de 2022, en el marco de la primera audiencia de trámite, se decretaron las pruebas pedidas por las partes, las cuales se empezarán a practicar y recaudar en mayo de 2022.

Entre el 10 de mayo de 2022 y el 21 de junio de 2022, se llevaron a cabo las audiencias de práctica de pruebas. Solamente quedaron faltando, aparte de concluir las disputas relativas a la exhibición de documentos de Enel Colombia S.A. E.S.P. al Consorcio, la declaración del Representante Legal de Ecoinsa, empresa que presentó el dictamen de contradicción a nuestra reclamación de lucro cesante, la declaración de Gonzalo Lozano Triana y la declaración del Representante Legal de FEC, todos peritos, las cuales se programaron para el 2, 4 y 9 de agosto de 2022 respectivamente, a partir de las 9:30 am.

El 30 de junio de 2022, Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó un memorial mediante el cual se pronuncia frente al memorial presentado por el Consorcio el 13 de junio de 2022, en relación con los documentos que supuestamente la parte convocante ha omitido exhibir.

En el mes de agosto de 2022, concluyó el período probatorio y se presentaron los alegatos de conclusión.

El Tribunal en auto del 31 de agosto de 2022, ordenó de oficio la ampliación de los informes técnicos presentados por los contratistas de Enel Colombia S.A. E.S.P., Ingetec y Consorcio Maseq Moreno, relacionados con los diseños del Presa y el informe pericial de Lucro Cesante; las ampliaciones fueron presentadas y se dispuso a aplazar las demandadas, por un término de cinco (5) días, que vencieron el 10 de octubre de 2022.

Dentro del término que venció el 10 de octubre de 2022, por petición de la Aseguradora Llamada en Garantía por la demandada Axa Colpatria Seguros S.A., eso es; por Segurexpo el Tribunal en providencia del 11 de octubre de 2022 en los términos de los artículos 275 y 276 del Código General del Proceso, ordenó a Ingetec y al Consorcio M&M (Contratista de Enel Colombia S.A. E.S.P.) para que procedieran a pronunciarse sobre las solicitudes de aclaración y complementación al informe rendido.

El término para rendir las aclaraciones venció el 19 de octubre de 2022, fecha en la cual se presentaron los informes respectivos. Actualmente se continúa a la espera de que el Tribunal ordene cerrar el período probatorio y corra traslado para alegar de conclusión, y de acuerdo

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

con los términos legales se espera que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El 15 de noviembre de 2022, en audiencia, se notifican las siguientes providencias:  
Auto No. 72, en el que se resuelve declarar "...que, hasta esta etapa del proceso, no hay irregularidad o vicio que configure una nulidad, que hubiere que sanear..."

Auto No. 73, en el que se resuelve, entre otras cosas, (I) declarar concluida la práctica de las pruebas, y (II) fijar el 14 de febrero de 2023, para realizar, en forma presencial, la audiencia de alegatos de conclusión. En ese orden de ideas se mantiene la posibilidad, y de acuerdo con los términos legales que el laudo arbitral se emita en el primer semestre del 2023.

El Tribunal el 1 de febrero de 2023, notificó el Auto No. 74, en el que se resuelve reprogramar la audiencia de alegatos para el 7 de marzo de 2023.

El 6 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 75, en el que se resuelve decretar, como prueba de oficio, un informe que habrá de rendir Ingetec sobre el valor que en el pago hecho por Emgesa a Ingetec con ocasión del reperfilado, corresponde a los trabajos relativos a la Galería GD2.

El 13 de febrero de 2023, se notificó el Auto No. 76, en el que se resuelve correr traslado, por el término de 3 días, del informe rendido por Ingetec el 9 de febrero de 2023.

El 7 de marzo de 2023 se realizó la audiencia de alegatos para escuchar los argumentos de las partes.

Mediante Auto No. 78 se fijó que el 16 de agosto de 2023, se llevará a cabo la audiencia en la que se proferirá el laudo.

Al corte del 30 de junio de 2023, no hay novedad al respecto y sigue en firme la fecha del próximo 16 de agosto, para llevar a cabo la audiencia de laudo, en la que se dará lectura a la parte resolutive de este.

**Provisión Programa Ambiental de Inversión 1%**

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

El 31 de agosto de 2016 se realizó y presentó 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

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

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

(En miles de pesos)

artículo 4 del Decreto 1900 de 2006. Al 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% al corte del 30 de junio de 2019. Mediante comunicado No. 2020054654-2-000 del 8 de abril de 2020, la ANLA solicitó información adicional relacionada con el acogimiento al porcentaje incremental contemplado en el Art. 321 del Plan Nacional de Desarrollo.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Enel Colombia S.A. E.S.P. consideró pertinente solicitar el acogimiento al Art. 321 /Ley 1955 de 2019 y el 25 de noviembre de 2019, radicó todos los documentos solicitados en dicho artículo para la liquidación e incremento del valor de la obligación del 1%. El 8 de marzo de 2021, la ANLA mediante Resolución 0462 aprobó la solicitud de acogimiento, e informó que el valor actualizado del Plan de Inversión del 1% de la Central El Quimbo es de \$15.989.664 de este valor, la ANLA aún no ha aprobado o descontado del presupuesto total, las inversiones que están en ejecución actualmente. En este sentido considera \$0 como valor ejecutado y clasifica como “en ejecución” el valor de \$2.859.000 correspondiente a los proyectos de compra de predios y construcción de PTARD que avanzan actualmente.

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

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

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

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

Con base en la actualización del valor liquidado del Plan de inversión del 1% el cual se incrementó en \$5.759.747, Enel Colombia S.A. E.S.P. procederá a realizar la respectiva concertación con la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena-CAM para la distribución de los recursos adicionales en los 18 municipios o atender la directriz que determine dicha Autoridad.

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

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

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

*Respecto a los costos elegibles y no elegibles en la Línea de Formación de promotores ambientales, se tiene que son elegibles los costos directos debidamente soportados técnica y financieramente mediante: (Contrato, convenio, factura, comprobante de egreso, o documento equivalente); siempre y cuando estos contribuyan a la Preservación, conservación y vigilancia de la cuenca afectada de conformidad con lo establecido en el parágrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993.*

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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 CUATROSCIENTOS DIESEINUEVE 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 DOSCEINTOS CUARENTA Y UN MILLONES NOVESCEINTOS VEINTISIETE MIL NOVESCEINTOS SIETE PESOS MCTE. (\$6.241.927.907), valor que corresponde al ítem de adquisición terrenos del período comprendido entre el 16 de octubre de 2019 y el 31 de diciembre de 2021, de conformidad con lo expuesto en la parte motiva del presente acto administrativo.*

Mediante radicado 00322725 del 16 de agosto de 2022, por parte de Enel Colombia 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

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

acumulada a diciembre de 2021 de la inversión forzosa de no menos del 1%, cuyo valor asciende a \$16.326.576.088,18 y presenta el siguiente balance de la inversión:

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

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

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

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

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

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

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

Y requiere lo siguiente:

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

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

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

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

El 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, Enel Colombia S.A. E.S.P. dio respuesta a la ANLA (radicado N° 20236200172712), al requerimiento del Artículo Décimo Cuarto Resolución No. 462 del 08 de marzo de 2021, relacionado con el reporte de las inversiones base de liquidación, de la inversión forzosa de no menos del 1% efectuadas en el año 2022.

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

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

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

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

(En miles de pesos)

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

El 26 de junio de 2023, el municipio de Garzón, Empresas Públicas de Garzón (Empugar) y Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Construcción del sistema de tratamiento de aguas residuales en el centro poblado San Antonio del Pescado del Municipio de Garzón”, por el valor de \$3.077.470.632 y una duración de 18 meses. El aporte 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 Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un Convenio para la adquisición del predio denominado “El Desengaño” (47,55 ha) por parte del municipio, con los recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo, por el valor de \$305.806.366. Lo anterior, con el fin de proteger los afluentes del río Magdalena y cuenca abastecedora del municipio de Elías, mediante la conservación y protección del predio mencionado.

El 28 de junio de 2023, el municipio de El Agrado, Empresas Públicas de El Pital y El Agrado S.A. E.S.P., y Enel Colombia S.A. E.S.P., suscribieron un convenio tripartito para la ejecución del proyecto “Optimización sistema de tratamiento de aguas residuales STAR del municipio de El Agrado, Departamento del Huila”, por el valor de \$1.243.782.162 y una duración de 6 meses.

El aporte de Enel Colombia S.A. E.S.P. será de \$929.930.588, con recursos del Plan de inversión del 1% de la Central El Quimbo. El municipio aportará la suma de \$81.368.926 y Empresas públicas de El Pital y El Agrado S.A. ESP aportará la suma de \$232.482.647.

Con relación a la línea de inversión “Formación de promotores ambientales de la comunidad” Enel Colombia S.A. E.S.P. radicó el 15 de mayo de 2023 a la ANLA, la propuesta realizada por el SENA para la ejecución del proceso de formación. A su vez, Enel 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.

- (2) Corresponde a la provisión derivada de las obligaciones ambientales asociadas a la construcción de plantas de tratamiento residuales, plan de reducción de olores ofensivos y plan de manejo ambiental para la operación del embalse muña, con el fin de mitigar los impactos ambientales generados para el municipio de Sibaté y su costa. Enel Colombia S.A. E.S.P. plantea ejecutar las obras establecidas en la obligación al 2038, por lo que los flujos a largo plazo se descontaron a una tasa del 10,20% E.A.
- (3) Corresponde principalmente al cargue de saldos iniciales de Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. proveniente del proceso de fusión por concepto de provisiones ambientales para la construcción y operación del proyecto Parque Solar El Paso en el departamento del Cesar, expedida bajo la Resolución No 0136-14-03-2017 otorgada por la Corporación Autónoma Regional del Cesar - Corpocesar cobijando la etapa preoperativa, constructiva, operativa y post-operativa; las cuales comprenden las obras y actividades como Parque Solar, subestación

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

elevadora, campamento, área administrativa, línea de conexión eléctrica, vía variante, obras hidráulicas entre otras.

Al 30 de junio de 2023, el valor registrado por la provisión ambiental del parque solar El Paso incluye el descuento de los flujos futuros, VPN y la tasa utilizada es 10,49% EA, con un plazo de ejecución estimado de 30 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 epifitas y seguimiento (3) años. Res. 0086 de 2018) y plan de Compensación del Parque Solar El Paso (6 años (1 implementando 5 mantenimientos)) (res. 136-2017, PMA - BC-1, BSM-4).

- (4) Al 30 de junio de 2023, el valor reconocido como provisión por plan de compensación impuesto por la Corporación Autónoma Regional de Cundinamarca (CAR), corresponde a la obligación ambiental establecida a cargo de Enel Colombia S.A. E.S.P. en la Resolución 2984 del 9 de octubre de 2017, ejecutoriada el 10 de abril de 2018. La obligación consiste en la elaboración y ejecución de un Plan de Compensaciones asociado a la concesión de aguas del río Bogotá, el cual debe elaborarse de acuerdo con las alternativas definidas por la Corporación.

El 13 de julio de 2020, Enel Colombia S.A. E.S.P. 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.

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

De acuerdo con lo anterior y teniendo en cuenta que Enel Colombia S.A. E.S.P. demandó la resolución CAR No. 20207100872 de 2020, buscando que la misma sea anulada, hasta tanto no se tenga un pronunciamiento definitivo dentro del proceso judicial, Enel Colombia S.A. E.S.P. debe dar cumplimiento a lo establecido en el mencionado acto administrativo, esto es, desarrollar las acciones contempladas en los programas definidos por la CAR por un valor aproximado de \$96.000.000 cuya ejecución debe ir distribuida en el tiempo de la concesión, hasta el año 2038”.

- (5) Al 30 de junio de 2023, el valor de las pretensiones en las reclamaciones al Grupo por litigios administrativos, civiles, laborales y acciones constitucionales ascienden a \$16.773.252.821 con base en la evaluación de la probabilidad de éxito en la defensa de estos casos, se han provisionado \$23.626.263 (incluye actualización financiera) para cubrir las pérdidas probables por estas contingencias. La Administración estima que los resultados de los pleitos correspondientes a la parte no provisionada serán favorables para los intereses del Grupo y no causarían pasivos de importancia que deban ser contabilizados o que, si resultasen, éstos no afectarían de manera significativa la posición financiera del Grupo.

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

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

Al 30 de junio 2023, el valor de las reclamaciones por litigios administrativos, civiles, laborales y contratistas se detalla así:

| Procesos                                      | Calificación | No. de Procesos | Valor de la Contingencia | Valor provisión      |
|---|--------------|-----------------|--------------------------|----------------------|
| -Distribución - Civil                         | Posible      | 157             | \$ 563.589.614           | \$ -                 |
|   | Probable     | 40              | 24.839.547               | 7.715.027            |
|   | Remota       | 78              | 13.088.414.947           | -                    |
| <b>Total distribución - Civil</b>             |              | <b>275</b>      | <b>13.676.844.108</b>    | <b>7.715.027</b>     |
| -Distribución-Laboral                         | Posible      | 90              | 17.565.897               | -                    |
|   | Probable     | 46              | 11.519.771               | 8.008.447            |
|   | Remota       | 17              | 2.477.869                | -                    |
| <b>Total distribución-Laboral</b>             |              | <b>153</b>      | <b>31.563.537</b>        | <b>8.008.447</b>     |
| Generación-Inundaciones A97                   | Posible      | 3               | 169.370                  | -                    |
|   | Probable     | 1               | 2.953.181                | 185.039              |
| <b>Total generación-Inundaciones A97</b>      |              | <b>4</b>        | <b>3.122.551</b>         | <b>185.039</b>       |
| Generación-Inundaciones D97                   | Posible      | 8               | 5.503.756                | -                    |
| <b>Total generación-Inundaciones D97</b>      |              | <b>8</b>        | <b>5.503.756</b>         | <b>-</b>             |
| Generación-Laboral                            | Posible      | 27              | 2.716.964                | -                    |
|   | Probable     | 5               | 2.830.223                | 1.443.265            |
|   | Remota       | 4               | 7.085.370                | -                    |
| <b>Total general Total Generación-Laboral</b> |              | <b>36</b>       | <b>12.632.557</b>        | <b>1.443.265</b>     |
| <b>Generación-Otros</b>                       | Posible      | 28              | 62.042.501               | -                    |
|   | Probable     | 3               | 150.817                  | 17.551               |
|   | Remota       | 19              | 2.350.116.836            | -                    |
| <b>Total Generación-Otros</b>                 |              | <b>50</b>       | <b>2.412.310.154</b>     | <b>17.551</b>        |
| <b>Quimbo</b>                                 | Posible      | 165             | 607.069.818              | -                    |
|   | Probable     | 1               | 5.377.741                | 1.400.000            |
|   | Remota       | 5               | 2.946.552                | -                    |
| <b>Total Quimbo</b>                           |              | <b>171</b>      | <b>615.394.111</b>       | <b>1.400.000</b>     |
| <b>Renovables – Laboral</b>                   | Posible      | 1               | 14.754                   | -                    |
|   | Remota       | 3               | 29.509                   | -                    |
| <b>Total Renovables – Laboral</b>             |              | <b>4</b>        | <b>44.263</b>            | <b>-</b>             |
| <b>Renovables-Civil</b>                       | Posible      | 2               | 14.234.784               | -                    |
|   | Remota       | 2               | 1.603.000                | -                    |
| <b>Total Renovables-Civil</b>                 |              | <b>4</b>        | <b>15.837.784</b>        | <b>-</b>             |
| <b>Total general</b>                          |              | <b>705</b>      | <b>\$ 16.773.252.821</b> | <b>\$ 18.769.329</b> |

| Concepto                    | Valor de la provisión a 2023 |
|-----------------------------|------------------------------|
| Primas de éxito             | \$ 4.496.817                 |
| Provisión litigios Fiscales | 956.450                      |
| Sanciones                   | 1.783.925                    |
| VPN                         | (2.380.258)                  |
|                             | <b>\$ 4.856.934</b>          |

- (6) Durante el año 2022 el Grupo adelantó un análisis sobre las opciones de recalificación en el uso de las instalaciones, implementación de nuevas tecnologías tales como el Hidrógeno verde, paneles solares flotantes, uso de biocombustibles, y otras opciones incluyendo el ámbito inmobiliario. Los resultados obtenidos no sustentan las futuras inversiones que favorezcan una recuperación, reutilización, repotenciación y/o retoma operativa para futuros períodos de la Central Cartagena. Por ello y de acuerdo con la Resolución 1420 del 6 de noviembre de 2015

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

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

(En miles de pesos)

por la cual se ajusta vía seguimiento la Resolución 1809 del 15 de octubre de 2008 en su "Artículo Noveno: Aceptar el plan de cierre y abandono como fue presentado y requerir a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P. para que revise y ajuste esta ficha, para la fecha en que se dé el período de cierre, considerando las condiciones que lleguen a presentarse para esa época.". Con base en lo anterior y considerando que por la antigüedad de la central al 31 de diciembre de 2021 no era requerido la constitución de dicha provisión hasta tanto se determinara el período de cierre. El plazo determinado para la ejecución será entre noviembre de 2023 y 2028.

(7) Corresponde principalmente a la provisión de desmantelamiento de PCBs.

Teniendo en cuenta que Colombia con la Ley 1196 de 2008 se acogió al convenio de Estocolmo y que este hecho fue reglamentado con la Resolución del Ministerio de Medio Ambiente No. 222 del 15 de diciembre de 2011, modificado por la resolución 1741 de 2016, Enel Colombia S.A. E.S.P. reconoció la provisión de disposición de transformadores contaminados con PCB (bifenilos policlorados) a partir del 2012 y posteriormente ha realizado las actualizaciones de la obligación teniendo en cuenta los cambios en las variables financieras y supuestos principales.

#### **Exportación de transformadores contaminados**

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

Con el fin de generar eficiencias en costos y en la exportación de los transformadores contaminados el Grupo implementó la tecnología de lavado por ultrasonido para el tratamiento de equipos contaminados con PCBs, la cual fue avalada por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible a gran escala como resultado del proyecto piloto adelantado por el Grupo junto con su empresa colaboradora LITO S.A.S. En ese orden, en agosto de 2016 se suscribió el otrosí No. 1 al contrato, mediante el cual se incluyó la actividad de manipulación, embalaje, cargue, transporte, tratamiento y disposición final de equipos eléctricos contaminados con PCBs sin aceite mediante la técnica de lavado con ultrasonido.

El 9 de septiembre de 2016 la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) expidió el permiso para el movimiento transfronterizo de desechos, razón por la cual se realizó la descontaminación de 164 equipos contaminados con PCBs con un peso equivalente a 65 toneladas a través de la nueva tecnología representando un ahorro en el 31% del costo en comparación con la alternativa de exportación tradicional. Así mismo, se realizó la exportación de 23 toneladas mediante la exportación tradicional que por sus características no son susceptibles de ser lavados.

Desde 2017, el Grupo inició el lavado de carcasas, no se realizó exportación en este período teniendo en cuenta que el contrato mencionado terminó su vigencia. En diciembre 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

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

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

(En miles de pesos)

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 30 de junio de 2023 se ajusta la estimación de la provisión a 2025 de acuerdo con los límites establecidos por la resolución; el incremento se debe a la actualización de valores de disposición final, personal, marcación, muestreos y levantamientos de equipos.

El saldo de la provisión a 30 de junio de 2023 es de \$20.635.470, el Grupo actualizó la provisión descontando los flujos futuros al valor presente neto a una tasa del 21,99% E.A., la tasa de descuento más adecuada; se consideran las tasas de interés de los bonos del Gobierno (TES) que tienen plazos de vencimiento similares a los de la obligación.

- (8) Corresponde a provisión de aportes al fondo de electrificación rural, principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A., sobre el cual las plantas de generación en Panamá deben realizar aporte anual del 1% de su utilidad neta antes de impuesto de renta conforme a la Ley No 58 de 2011 y modificada por la Ley No 67 de 2016.
- (9) A partir del 1 de enero de 2020 el Grupo aplica la CINIIF 23, "Incertidumbres sobre el tratamiento de los impuestos sobre las ganancias", la cual se tiene en cuenta para la determinación tanto del Impuesto a la Renta corriente como para el Impuesto a la Renta diferido. Esta interpretación define el "tratamiento impositivo incierto" como la posición adoptada por una entidad sobre la determinación del Impuesto a la Renta, respecto de la cual es probable que la Administración Tributaria no acepte dicha posición, sea que haya sido validada o no en el pasado por la referida Administración.

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

- (10) Corresponde a los valores comprometidos por el Grupo en el marco del Convenio de Administración, Operación y Mantenimiento del Embalse de Tominé suscrito con el Grupo de Energía de Bogotá en el 2013, con una duración de 10 años y el otro sí número cuatro firmado en diciembre de 2022, con una prórroga de 10 años adicionales.

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

- (11) En el año 2022 el Grupo reconoció una provisión para el plan de retiro del personal de la Central Cartagena, teniendo en cuenta que se tiene previsto el desmantelamiento de esta, una vez finalizados sus compromisos regulatorios vigentes (Obligaciones de Energía Firme) en noviembre de 2023.
- (12) En el año 2020 el Grupo reconoció la provisión Fondo de Transición la cual tiene como objeto la eficiencia de plantilla de personal en línea con el plan de inversión en digitalización y automatización del Grupo Enel a nivel mundial en las diferentes áreas y líneas de negocio del Grupo Enel Colombia. Lo anterior, supone identificar eficiencias para hacer recambio de perfiles y contar con los recursos económicos necesarios como parte de la estrategia mencionada, que apalanque el logro de los objetivos definidos por el Grupo.

El movimiento de las provisiones entre el 1 de enero de 2023 y el 30 de junio de 2023 es el siguiente:

|   | Provisión de reclamaciones legales | Desmantelamiento, costos de restauración y rehabilitación | Provisión Incertidumbre Fiscal | Provisiones Ambientales | Provisión Fondo de Transición | Provisión plan de retiro Central Cartagena | Otros              | Total             |
|---|------------------------------------|---|--------------------------------|-------------------------|-------------------------------|--|--------------------|-------------------|
| Saldo Inicial a 01 de enero de 2023     | \$25.694.007                       | \$167.728.741   | \$22.576.736                   | \$293.710.508           | \$14.177.365                  | \$10.279.834                               | \$34.240.624       | \$568.407.815     |
| Incremento (Decremento)                 | 3.355.273                          | 20.007.641  | 1.246.168                      | (7.569.716)             | (6.837.012)                   | -  | (1.834.711)        | 8.367.643         |
| Provisión utilizada                     | (4.940.366)                        | (4.076.585)   | -                              | (6.667.535)             | (1.707.884)                   | -  | (1.326.331)        | (18.718.701)      |
| Actualización efecto financiero         | 286.942                            | 7.776.369   | -                              | 22.289.942              | 652.179                       | 356.741                                    | -                  | 31.362.173        |
| Recuperaciones                          | (769.593)                          | -   | -                              | -                       | -                             | -  | -                  | (769.593)         |
| Otro decremento                         | -                                  | (1.050.053)   | -                              | -                       | -                             | -  | (3.040.665)        | (4.090.718)       |
| <b>Total movimientos en provisiones</b> | <b>(2.067.744)</b>                 | <b>22.657.372</b>   | <b>1.246.168</b>               | <b>8.052.691</b>        | <b>(7.892.717)</b>            | <b>356.741</b>                             | <b>(6.201.707)</b> | <b>16.150.804</b> |
| Saldo final al 30 de junio de 2023      | \$23.626.263                       | \$190.386.113   | \$23.822.904                   | \$301.763.199           | \$6.284.648                   | \$10.636.575                               | \$28.038.917       | \$584.558.619     |

## 20. Pasivos por impuestos

### Pasivos por impuesto sobre la renta

El pasivo correspondiente a impuestos corrientes se presenta a continuación:

|  | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--|------------------------|----------------------------|
| Impuesto de renta corriente (1)                              | \$ 981.950.204         | \$ 1.790.073.730           |
| Pasivos por impuestos corrientes Centroamérica (2)           | 36.411.988             | 21.484.545                 |
| Impuesto por pagar año anterior                              | 14.936.366             | 34.746                     |
| Saldo a favor año anterior                                   | -                      | (192.496.450)              |
| Saldos a favor renta Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. | -                      | (4.552.858)                |
| Descuentos tributarios y retención en la fuente              | (62.639.930)           | (203.927.032)              |
| Autorretenciones otros conceptos                             | (148.004.804)          | (329.100.349)              |
| Autorretenciones de retención en la fuente                   | (193.441.732)          | (302.831.588)              |
| Anticipo de renta año  | (452.711.244)          | -                          |
| <b>Total, pasivos por impuestos corrientes</b>               | <b>\$ 176.500.848</b>  | <b>\$ 778.684.744</b>      |

- (1) Al 30 de junio de 2023, el pasivo por impuesto de renta corriente está compuesto por:

|  | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|--|------------------------|----------------------------|
| Impuestos a las ganancias relativos al resultado del período                 | \$ 964.562.718         | \$ 1.767.589.678           |
| Impuestos a las ganancias relativos a componentes de otro resultado integral | 17.387.486             | 22.484.052                 |
| <b>Total</b>   | <b>\$ 981.950.204</b>  | <b>\$ 1.790.073.730</b>    |

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

Al 30 de junio 2023 se presenta un impuesto de renta corriente por \$981.950.204 el cual se tendrá en cuenta en la presentación de la declaración de renta en el año 2024.

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

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

(2) En Centroamérica se refleja un pasivo a corte al 30 de junio de 2023 y 31 de diciembre de 2022 por impuesto corriente así:

|  | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|
| Total sociedades Panamá                  | \$ 35.484.736                 | \$ 13.039.165                     |
| Total sociedades Guatemala               | 927.252                       | 6.342.289                         |
| Total sociedades Costa Rica              | -                             | 2.103.091                         |
| Total pasivo por impuesto corriente neto | <u>\$ 36.411.988</u>          | <u>\$ 21.484.545</u>              |

**Precios de transferencia**

• **Colombia**

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

Los deberes formales del año 2021 que se presentan a la DIAN fueron transmitidos en debida forma el 13 de septiembre de 2022. Para el caso de Codensa S.A. E.S.P. y Enel Green Power Colombia S.A.S. E.S.P. se presentaron el 16 de septiembre de 2022 y el 19 de septiembre de 2022, respectivamente.

Las transacciones realizadas durante el 2022 han sido validadas por los asesores tributarios y se presentarán en 2023 la documentación comprobatoria e informativa por el año 2022 en los términos establecidos por el Gobierno Nacional, igualmente para las operaciones del año 2023. El vencimiento es en septiembre de 2023.

• **Panamá**

La Ley 33 de 30 de junio de 2010, modificada por la Ley 52 de 28 de agosto de 2012, adicionó el Capítulo IX al Título I del Libro Cuarto del Código Fiscal, denominado Normas de Adecuación a los Tratados o Convenios para evitar la doble tributación internacional, estableciendo el régimen de precios de transferencia aplicable a los contribuyentes que realicen operaciones con partes relacionadas residentes en el extranjero. Estos contribuyentes deben determinar sus ingresos,

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

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

(En miles de pesos)

costos y deducciones para fines fiscales en sus declaraciones de rentas, con base en el precio o monto que habrían acordado partes independientes bajo circunstancias similares en condiciones de libre competencia, utilizando los métodos establecidos en la referida Ley 33. Esta ley establece la obligación de presentar una declaración informativa de operaciones con partes relacionadas (Informe 930) dentro de los seis meses siguientes al cierre del ejercicio fiscal correspondiente, así como de contar, al momento de la presentación del informe, con un estudio de precios de transferencia que soporte lo declarado mediante el informe 930. Este estudio deberá ser entregado a requerimiento de la Dirección General de Ingresos, dentro de un plazo de 45 días contados a partir de la notificación del requerimiento. La no presentación de la declaración informativa dará lugar a la aplicación de una multa equivalente al uno por ciento (1%) del valor total de las operaciones llevadas a cabo con partes relacionadas. Las Compañías de Panamá al 31 de diciembre de 2022 se encuentran en cumplimiento con este requerimiento.

- **Guatemala**

En 2012, Guatemala adhiere por primera vez las Normas Especiales de Valorización entre Partes Relacionadas en el Capítulo VI, del Título II, de la Ley de Actualización Tributaria, publicadas en el Decreto 10-2012, mismo en el que se especifica la información de cumplimiento en materia de Precios de Transferencia por parte del contribuyente, siendo compuesta por los principios generales de información y documentación, métodos de aplicación y normas de valoración.

Es importante mencionar que aún y cuando Guatemala no es miembro de la OCDE, la Autoridad Tributaria Guatemalteca acepta en términos generales las directrices de la OCDE de transferencia como referencia técnica especializada, pero no como una fuente suplementaria de interpretación de la ley.

El decreto 10-2012 incluye normas de precios de transferencia, que establece que las operaciones entre entidades guatemaltecas con partes relacionadas en el exterior deben ser ejecutadas bajo el principio de libre competencia.

La Ley establece en el Artículo 65, numeral 1, la obligación del contribuyente de tener, al momento de presentar la Declaración Jurada del ISR, la información y el análisis suficiente para demostrar y justificar la correcta determinación de los precios entre partes relacionadas (estudio de precios de transferencia).

Esta documentación es necesaria para el llenado del anexo sobre operaciones con partes relacionadas, el cual se presentó en conjunto con la Declaración Jurada Anual del ISR el 31 de marzo del 2023.

- **Costa Rica**

De acuerdo con la legislación costarricense de precios de transferencia, de conformidad con lo establecido en la directriz interpretativa 20-03, la Ley N° 7092 - Ley del Impuesto sobre la Renta y el Decreto N.º 41818-H. Así mismo, los requerimientos de la Resolución DGT-R-49-2019, la cual establece los lineamientos para documentar la información del contribuyente local, la empresa debe preparar un estudio de precios de transferencia de las transacciones efectuadas con partes vinculadas residentes en Costa Rica y en el extranjero durante el año 2021.

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

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

(En miles de pesos)

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

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

Con base en el análisis funcional, se identifican las funciones desempeñadas, los activos empleados y los riesgos asumidos por el Grupo en relación con las transacciones intercompañía bajo revisión.

Posteriormente, se identifica el mejor método para documentar las transacciones intercompañía y por último se determina el rango de valor de mercado para las operaciones vinculadas analizadas.

#### **Contrato de estabilidad jurídica**

A continuación, se describen los principales aspectos del contrato de estabilidad jurídica celebrado entre la Nación (Ministerio de Minas y Energía) y la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., perfeccionada el 20 de diciembre de 2010:

**Objeto:** La compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. se compromete a construir la hidroeléctrica “El Quimbo”.

**Monto de inversión y plazos:** Las inversiones de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. relacionadas con el proyecto El Quimbo comprometidas fueron de \$1.922.578.143. Antes de la puesta en operación en el año 2015 de la central se había determinado un incremento del presupuesto incluido el gasto financiero que se proyectaba incurrir para la financiación del proyecto por valor de \$1.001.698.548, cada año según los nuevos valores invertidos se debe cancelar incrementar el valor de la prima.

**Normas claves objeto de Estabilidad Jurídica (con favorabilidad):**

- a. Tarifa de renta (33%), exclusión del cálculo de renta presuntiva y deducciones especiales por inversiones en desarrollo científico y por inversiones en medio ambiente, entre otras.
- b. Permite asegurar la estabilidad de la deducción especial por inversión en activos fijos reales productivos (30%), la cual se desmontó partir del 1 de enero de 2011.

**Obligaciones de las Partes**

a. Obligaciones de la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P.:

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

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

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 Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$6.299.623 por concepto de ajuste de la prima con ocasión de la mayor inversión aprobada. En marzo de 2016, diciembre 2019, enero 2021 y marzo 2023 la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. pagó \$4.657.387, \$3.225.114, \$1.204.102 y \$124.412, 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. contratará 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 2022 se radicó ante el Ministerio de Minas y Energía dentro del plazo establecido para ello, el 29 de marzo de 2023.

**21. Otros pasivos no financieros**

|  | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre de 2022</u> |
|--|-------------------------------|-----------------------------------|
| Anticipos por venta de energía (1)         | \$ 190.436.431                | \$ 177.215.002                    |
| Impuestos distintos a la Renta (2)         | 154.805.765                   | 118.518.005                       |
| Anticipos de clientes por uso de redes (3) | 17.335.893                    | 3.677.484                         |
| Ingresos diferidos                         | 3.818.047                     | 3.818.047                         |
| <b>Total</b>                               | <b>\$ 366.396.136</b>         | <b>\$ 303.228.538</b>             |

(1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación del período corresponde a un incremento del anticipo de compras de energía por \$13.221.429, principalmente con Caribe Mar de la Costa S.A.S. E.S.P., Americana de Energía S.A.S., Ruitoque S.A. E.S.P. y Air S.A.S. E.S.P.

(2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023, los impuestos distintos a la renta corresponden a:

|  | <u>Al 30 de junio de 2023</u> | <u>Al 31 de diciembre del 2022</u> |
|--|-------------------------------|------------------------------------|
| Provisión para pago de impuestos                             | \$32.874.922                  | \$40.605.337                       |
| Impuestos territoriales, contribuciones municipales y afines | 121.930.843                   | 77.912.668                         |
|  | <b>\$154.805.765</b>          | <b>\$118.518.005</b>               |

En Enel X Colombia S.A.S. E.S.P., al 30 de junio de 2023 se presenta un saldo de \$438.335, que corresponde principalmente a IVA por pagar, ICA y retenciones practicadas a los proveedores; para Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. al 30 de junio de 2023 los otros pasivos no financieros corrientes, están representados por las cuentas por pagar a la DIAN por concepto de IVA por el servicio de disponibilidad portuaria y retenciones practicadas a proveedores por \$36.969.

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

**Centroamérica**

**Panamá:** La variación corresponde principalmente a la retención aplicada sobre los dividendos recibidos por Enel Panamá CAM, S.R.L de Enel Fortuna S.A. por un valor de \$24.427.358.

**Guatemala:** El saldo a 30 de junio de 2023, corresponde a impuestos por pagar por retenciones efectuadas a proveedores locales por compras y servicios del mes por \$9.567.075.

**Costa Rica:** Al 30 de junio de 2023, se presenta un saldo de \$2.449.063, que corresponde al registro del IVA por pagar y retenciones en la fuente de pagos al exterior y salarios.

- (3) La variación del período corresponde principalmente a anticipo por compras de energía y obras de adecuaciones eléctricas por parte del Instituto Distrital de Recreación y Deporte de Bogotá.

**22. Provisiones por beneficios a los empleados**

|   | Al 30 de junio de 2023 |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|---|------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|   | Corriente              | No Corriente          | Corriente                  | No corriente          |
| Prestaciones sociales y aportes de ley (1)                          | \$ 71.665.040          | \$ 11.407.937         | \$ 86.671.716              | \$ 11.557.608         |
| Obligaciones por beneficios definidos post-empleo y largo plazo (2) | 32.202.468             | 432.959.042           | 32.440.715                 | 365.314.784           |
| Beneficios por planes de retiro                                     | 5.553.553              | -                     | 5.383.396                  | -                     |
| Otras obligaciones (3)  | 2.279.981              | -                     | 1.715.097                  | -                     |
|   | <b>\$ 111.701.042</b>  | <b>\$ 444.366.979</b> | <b>\$ 126.210.924</b>      | <b>\$ 376.872.392</b> |

- (1) Al 30 de junio de 2023 para Enel Colombia S.A. E.S.P., corresponde principalmente a bonificaciones \$23.308.588; vacaciones y prima de vacaciones \$15.940.468; así mismo, el Grupo hace aportes periódicos de ley para cesantías y seguridad social integral: salud, riesgos profesionales y pensiones, a los respectivos fondos privados y a Colpensiones que asumen estas obligaciones en su totalidad.

**Centroamérica**

**Panamá:** Corresponde al pasivo por obligaciones asociadas al impuesto obrero – patronal por pagar al seguro social; así mismo, se reconocen las provisiones de vacaciones anuales, bonificación anual y décimo tercer mes por pagar el valor del pasivo asciende a \$6.104.923 a junio de 2023.

**Costa Rica:** Corresponde a las obligaciones de seguridad social con la Caja Costarricense de Seguro Social (CCSS), aportes y contribuciones patronales por pensiones embargos contribuciones y pensiones el valor del pasivo asciende a \$823.799 a 30 de junio de 2023.

**Guatemala:** Corresponde a obligaciones laborales de pensión, salud y otros aportes de ley, de Enel Guatemala S.A. con el Instituto Guatemalteco de Seguridad Social y al pago de obligaciones patronales. Así mismo, a obligaciones correspondientes a la Asociación Solidarista, el valor del pasivo asciende a \$3.514.577 a 30 de junio de 2023.

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

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

*Pensiones de jubilación.*

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

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

El pasivo reconocido en el Estado Financiero Intermedio Condensado Consolidado de Situación Financiera, respecto de los planes de pensiones de beneficios definidos, es el valor presente de la obligación del beneficio definido a la fecha del estado intermedio consolidado de situación financiera, junto con los ajustes por ganancias o pérdidas actuariales no reconocidas. La obligación por el beneficio definido se calcula por actuarios independientes usando el método de unidad de crédito proyectado.

El valor presente de la obligación de beneficio definido se determina descontando los flujos de salida de efectivo estimados usando las tasas de interés calculada a partir de la curva de rendimiento de los Títulos de Deuda Pública del Gobierno de Colombia (TES) denominados en unidades de valor real (UVR) que tienen términos que se aproximan a los términos de la obligación por pensiones hasta su vencimiento.

Las pérdidas y ganancias actuariales que surgen de ajustes por la experiencia y cambios en las hipótesis actuariales se cargan o abonan al patrimonio neto en el otro resultado integral, en el período en el que surgen.

Al 30 de junio de 2023, la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 1.445 pensionados con una edad promedio de 70 años.

*Otras obligaciones post-empleo*

*Beneficios a pensionados*

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

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

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

*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.

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de esta obligación corresponde a 124 empleados con una edad y antigüedad promedio de 57 y 30 años, respectivamente.

*Beneficios de largo plazo*

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

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

A la fecha la base de empleados sobre los cuales se realiza el reconocimiento de este beneficio corresponde a 189 empleados con una edad y antigüedad promedio de 55.

Al 30 de junio de 2023 se actualizaron hipótesis actuariales financieras por la firma AON Hewitt México, utilizando el siguiente conjunto de hipótesis:

*Hipótesis financieras:*

| Tipo de tasa                                  | Al 30 de junio de<br>2023 | Al 31 de diciembre de<br>2022 |
|---|---------------------------|-------------------------------|
| Tasa de descuento                             | 7,84%                     | 9,51%                         |
| Tasa de incremento salarial (personal activo) | 8,49%                     | 8,49%                         |
| Tasa de incremento a las pensiones            | 7,42%                     | 7,42%                         |
| Inflación estimada                            | 7,42%                     | 7,42%                         |
| Inflación servicio médico                     | 10,00%                    | 10,00%                        |

El movimiento de las obligaciones por prestaciones definidas al 30 de junio de 2023 es el siguiente:

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

|   | Personal jubilado     |                      | Personal activo        |                     | Otros                | Total Plan de beneficios definidos |
|---|-----------------------|----------------------|------------------------|---------------------|----------------------|------------------------------------|
|   | Pensiones (a)         | Beneficios           | Cesantías retroactivas | Quinquenios         | Plan de retiro       |                                    |
| <b>Saldo final al 31 de diciembre de 2022</b>   | <b>\$ 297.785.281</b> | <b>\$ 66.476.365</b> | <b>\$ 10.210.370</b>   | <b>\$ 9.372.106</b> | <b>\$ 13.911.377</b> | <b>\$ 397.755.499</b>              |
| Costo del servicio corriente  | -                     | -                    | 174.371                | 156.153             | 46.403               | 376.927                            |
| Costo financiero  | 13.657.394            | 3.030.770            | 464.381                | 390.670             | 549.596              | 18.092.811                         |
| Contribuciones Pagadas  | (10.160.202)          | (2.676.286)          | (1.717.773)            | (1.542.599)         | (7.181.126)          | (23.277.986)                       |
| Adquisiciones   | -                     | -                    | -                      | -                   | 6.837.013            | 6.837.013                          |
| Pérdidas y Ganancias actuariales que surgen por cambios en las suposiciones financieras | 54.843.008            | 8.976.086            | 865.098                | 416.986             | 276.068              | 65.377.246                         |
| <b>Saldo final al 30 de junio de 2023</b>   | <b>\$ 356.125.481</b> | <b>\$ 75.806.935</b> | <b>\$ 9.996.447</b>    | <b>\$ 8.793.316</b> | <b>\$ 14.439.331</b> | <b>\$ 465.161.510</b>              |

- (3) **Guatemala:** Corresponde a otras obligaciones asociadas principalmente a obligaciones solidarias, en estas los empleados aportan un porcentaje del salario y las compañías en Guatemala otro porcentaje. Lo anterior con el fin de generar un ahorro, para que en el momento que el empleado termine su relación laboral pueda retirar sus ahorros.

**Convención colectiva de trabajo**

• **Colombia**

**Convención Colectiva – SINTRAELECOL**

La Convención Colectiva suscrita con SINTRAELECOL-EMGESA finalizó su vigencia el 30 de junio de 2018, sin embargo, el sindicato no realizó la denuncia y presentación del pliego de peticiones respectivo por lo que el texto convencional se prorrogó de manera automática y por disposición de ley, por períodos sucesivos de seis (6) meses.

No obstante, lo anterior entre la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. y el Sindicato, decidieron pactar de común acuerdo dos actas de acuerdo una para la vigencia 2021 suscrita el 31 de diciembre de 2020 y una para la vigencia 2022 suscrita el pasado 31 de diciembre de 2021, mediante la cual se determinó el ajuste a ciertos beneficios de la Convención Colectiva de Trabajo, tales como:

- (1) Aumento de salario básico mensual para el año 2022 (IPC+1.5%) desde enero de 2022.
- (2) Ajuste del IPC a beneficios económicos del cuerpo normativo a partir de febrero de 2022.
- (3) Se modifica el auxilio por reconocimiento de la pensión legal de vejez (auxilio de marcha), el cual se incrementará de manera permanente para los trabajadores convencionados, vinculados antes del 1 de enero de 2004, a veinticinco (25) salarios mínimos legales mensuales vigentes.
- (4) El Grupo reconocerá por (1) una sola vez a todos los trabajadores con salario ordinario, afiliados al 15 de diciembre de 2021 a la organización sindical SINTRAELECOL, un bono no salarial por valor de tres millones de pesos.

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

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

(En miles de pesos)

En lo que respecta a SINTRAELECOL- CODENSA, el día 12 de noviembre de 2019 se firmó entre la organización sindical Sintraelec y la Compañía Enel Colombia S.A. E.S.P., una nueva Convención Colectiva de Trabajo la cual tendrá vigencia hasta el día 31 de diciembre de 2022 y con ella se cerró el conflicto colectivo existente entre las partes. Con esta convención se unificaron los textos convencionales de Codensa siendo aplicable a todos los empleados y al personal proveniente de la extinta Empresa de Energía de Cundinamarca (EEC).

A pesar de la fusión, por acta de acuerdo entre CODENSA, EMGESA y SINTRAELECOL las convenciones colectivas continuarán siendo aplicables a los grupos establecidos, hasta tanto se realice la negociación de una convención colectiva unificada, la cual se dio a partir de noviembre de 2022 conforme a lo legalmente establecido.

El 16 de diciembre de 2022, se firmó durante la etapa de arreglo directo, la nueva Convención Colectiva que regulará las relaciones laborales entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y los trabajadores convenionados en los próximos tres años. Los principales puntos del acuerdo que beneficiará al 100% de nuestro personal convenionado 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 (\$40.000.000) a una tasa del 0% de interés.
- Se unificarán los valores de préstamos de vivienda, de vehículo y de libre inversión. Se tomará el valor del préstamo más alto y el tope será actualizado en los próximos años según el aumento del IPC.
- Se otorgará en enero de 2023, un bono de firma por valor de cuatro millones de pesos (\$4.000.000), 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.

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

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

(En miles de pesos)

- Se incrementará el auxilio sindical para la organización sindical.

#### **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 Emesa 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.

Al 30 de junio de 2023, 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.

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

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

(En miles de pesos)

Con posterioridad a ello, y ante la solicitud de convocatoria del Tribunal de Arbitramento respectivo que pusiera fin al conflicto, se inició un nuevo debate ante el Ministerio del Trabajo sobre la forma de proceder; este trámite finalizó ordenando, por parte del Ministerio del Trabajo, la constitución del Tribunal de Arbitramento, el cual ya profirió laudo arbitral.

Contra el mismo el sindicato interpuso recurso de anulación, el cual fue concedido por el Tribunal, remitiéndose el expediente a la Corte Suprema de Justicia – Sala de Casación Laboral, quien en la sentencia SL 4089 de 2022, devuelve el laudo arbitral al Tribunal de Arbitramento para que se pronuncie frente a las siguientes peticiones: comité tripartito, indemnización por despido, procedimiento para permisos por calamidad, derecho a la información, extensión de fuero sindical en el tiempo, médico en cada sede de la empresa, capacitación, cultura y recreación, reajuste salarial y salario mínimo; no anulando ni devolviendo las demás disposiciones atacadas del laudo arbitral del 30 de julio de 2021.

#### • **Centroamérica (Panamá)**

Se tiene Convención Colectiva de Trabajo vigente suscrita entre Enel Fortuna S.A. y el Sindicato de Trabajadores de la Industria Eléctrica y Similares de la República de Panamá (SITIESPA), con vigencia desde el 1 de enero de 2021 hasta el 31 de diciembre 2024. Al cierre de junio de 2023 cubre a 36 (59%) de 61 colaboradores en total en esta entidad legal. A la fecha se encuentra en cumplimiento el 100% del mismo y en armonía laboral.

### **23. Patrimonio**

#### **Capital emitido**

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

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

Composición accionaria al 30 de junio de 2023:

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

Al 30 de junio de 2023, el Grupo tiene 244 acciones propias readquiridas.

#### **Distribución de Dividendos**

##### **Colombia**

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, los cuales se estiman

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

pagar así: El 50% en julio de 2023 y el 50% restante en diciembre de 2023.

**Centroamérica**

**Panamá:** El día 30 de marzo de 2023 se realizó Junta Directiva de la Compañía Enel Fortuna S.A. en la ciudad de Panamá, república de Panamá previa debida convocatoria a todos los directores. En esta reunión se autorizó por unanimidad la aprobación de la declaración de dividendos para el 2022, por USD 52.710.075 que corresponden al 100% de la utilidad neta del período finalizado el 31 de diciembre de 2022.

**Guatemala:** El 20 de marzo de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la compañía Transmisora de Energía Renovable S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas al 1 de enero de 2023 por US \$1.700.000, correspondiente a los periodos 2021 y 2022.

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la compañía Renovables de Guatemala S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente a los periodos 2014 y 2015 por US \$24.300.000.

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la compañía Tecnoquat S.A. se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente al periodo 2022 por US \$400.000. Enel Colombia S.A. E.S.P., es propietaria de 75% de las acciones de Tecnoquat S.A., por lo que la participación sobre las utilidades aprobadas es de US \$300.000.

El 23 de junio de 2023 mediante acta de Asamblea General Ordinaria de Accionistas de la compañía Generadora de Occidente Ltda., se aprobó por unanimidad el proyecto de distribución de utilidades retenidas correspondiente a los periodos 2019, 2020 y 2021 por USD \$14.000.000.

**Otras Reservas**

|  | Al 30 de junio de<br>2023 | Al 31 de diciembre de<br>2022 |
|--|---------------------------|-------------------------------|
| Otras Reservas                                       | \$ 1.146.052.277          | \$ 1.146.052.277              |
| Reserva para depreciación diferida (Art. 130 ET) (1) | 351.339.260               | 381.958.956                   |
| Reserva Legal  | 354.065.638               | 354.065.638                   |
| Reserva Estatutaria                                  | 178.127                   | 178.127                       |
|  | <b>\$ 1.851.635.302</b>   | <b>\$ 1.882.254.998</b>       |

(1) En la reforma tributaria establecida por la Ley 1819 de 2016, fue derogado el artículo 130 del estatuto tributario; en consecuencia, las reservas constituidas hasta el 31 de diciembre de 2017 se revertirán en la medida que la depreciación contable se iguale a la depreciación fiscal. Por consiguiente, en la Asamblea General de Accionistas del 28 de marzo de 2023 se ordenó liberar \$(30.619.696), de la reserva constituida.

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

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

|  | Período de seis meses<br>del 1 de enero al 30 de<br>junio de 2023 | Período de seis meses<br>del 1 de enero al 30<br>de junio de 2022 |
|--|---|---|
| Venta de Energía   | <b>\$ 5.866.181.089</b>   | <b>\$ 4.720.896.555</b>   |
| Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1) | 3.783.301.814   | 2.567.820.865   |
| Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)                     | 2.012.698.368   | 2.099.099.998   |
| Suministro servicio Alumbrado Público (3)  | 70.180.907  | 53.975.692  |
| Transporte de Energía (4)  | 1.593.747.037   | 202.433.920   |
| Servicios Empresariales y de Gobierno (5)  | 176.508.557   | 90.092.050  |
| Arrendamientos   | 140.936.443   | 100.024.668   |
| Venta de gas   | 36.614.128  | 40.525.973  |
| Servicios de administración de personal  | 31.953.521  | -   |
| Ventas de certificados   | 176.747   | 36.074.880  |
| Servicios de muellaje (6)  | 146.685   | 128.360   |
| Venta de agua desmineralizada  | 28.857  | 5.856   |
| <b>Ingresos de actividades ordinarias</b>  | <b>7.846.293.064</b>  | <b>5.190.182.262</b>  |
| Otros Ingresos de operación  | 79.308.119  | 347.618.739   |
| <b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>              | <b>\$ 7.925.601.183</b>   | <b>\$ 5.537.801.001</b>   |

|  | Período de tres meses<br>del 1 de abril al 30 de<br>junio de 2023 | Período de tres meses<br>del 1 de abril al 30<br>de junio de 2022 |
|--|---|---|
| Venta de Energía   | <b>\$ 3.070.430.180</b>   | <b>\$ 2.900.685.077</b>   |
| Generación y Comercialización Energía, Clientes Mercado Mayorista, No regulado y bolsa (1) | 1.981.645.235   | 1.279.871.791   |
| Distribución y Comercialización Energía, Clientes Mercado Regulado (2)                     | 1.053.808.772   | 1.578.590.036   |
| Suministro servicio Alumbrado Público (3)  | 34.976.173  | 42.223.250  |
| Transporte de Energía (4)  | 824.402.022   | 156.016.105   |
| Arrendamientos   | 67.739.366  | 78.480.661  |
| Servicios Empresariales y de Gobierno (5)  | 60.695.579  | 64.986.207  |
| Servicios de administración de personal  | 31.953.522  | -   |
| Venta de gas   | 18.064.119  | 21.952.479  |
| Ventas de certificados   | 61.824  | 14.480.209  |
| Servicios de muellaje (6)  | 81.474  | 59.317  |
| Venta de agua desmineralizada  | 28.804  | 3.536   |
| <b>Ingresos de actividades ordinarias</b>  | <b>4.073.456.890</b>  | <b>3.236.663.591</b>  |
| Otros Ingresos de operación  | 43.518.344  | 329.996.553   |
| <b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>              | <b>\$ 4.116.975.234</b>   | <b>\$ 3.566.660.144</b>   |

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2023, las ventas de energía del mercado mayorista ascienden a 6.176 Gwh, mercado no regulado a 2.285 Gwh, y bolsa de energía a 2.232 Gwh; principalmente por incremento en precios de contratos y mayor IPP e IPC.

En Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A., al 30 de junio de 2023, corresponden a los ingresos percibidos por el servicio de disponibilidad portuaria en el marco del contrato suscrito con Enel Colombia S.A. E.S.P. por valor de \$893.240 y en Enel X S.A.S. E.S.P. corresponde a los estimados por venta de energía, en clientes como: Alimentos Pippo Principal, Carbones San Fernando, Centro Comercial Nuestro Bogotá y Centro Comercial Paseo por \$15.819.749.

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

**Centroamérica**

**Panamá:** Se obtuvo una venta de energía neta por \$452.861.991 principalmente de la compañía Enel Fortuna S.A. en contratos y en mercado spot, con un precio promedio a junio de 2023 de: i) contratos 80 USD/Mwh, ii) exportación 76 USD/Mwh y iii) spot 112 USD/Mwh.

**Guatemala:** Se refleja una venta de energía neta por \$169.132.507, principalmente en las compañías Enel Guatemala S.A. y Enel Renovable S.R.L, correspondiente a contratos y en mercado spot, con un precio promedio a junio de 2023 de: i) contratos 51.3 USD/Mwh ii) exportación 127.2 USD/Mwh y iii) spot 99.8 USD/Mwh.

**Costa Rica:** Ventas de energía neto por \$26.433.543, de la compañía PH Chucás S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) y por contrato en PH Don Pedro S.A y PH Río Volcán S.A.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023, las ventas de energía en el mercado regulado ascienden a 4.527 Gwh, de las cuales corresponden a clientes residenciales 2.650 Gwh, clientes comerciales 1.211 Gwh, clientes industriales 519 Gwh y clientes oficiales 147 Gwh.

A continuación, se relacionan los incrementos de la tarifa por componente percibidos durante el 2023:

|           | Tarifa Promedio<br>Aplicada a junio 2022 | Tarifa Promedio<br>Aplicada a junio 2023 | Variación     |
|-----------|--|--|---------------|
| Gm        | 252,61                                   | 312,49                                   | 23,7%         |
| Tm        | 45,93                                    | 50,97                                    | 11,0%         |
| Pr        | 51,82                                    | 62,49                                    | 20,6%         |
| D         | 207,34                                   | 216,62                                   | 4,5%          |
| Rm        | 35,93                                    | 23,73                                    | (34,0)%       |
| Cv        | 60,63                                    | 68,16                                    | 12,4%         |
| <b>Cu</b> | <b>654,25</b>                            | <b>734,46</b>                            | <b>12,26%</b> |

**Provisión opción tarifaria**

Durante el año 2020, Enel Colombia S.A. E.S.P. optó por aplicar el mecanismo regulatorio de opción tarifaria de acuerdo con la Resolución CREG 122 del 18 de junio de 2020, por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por 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 del 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. se encuentra aplicando el mecanismo de opción tarifaria. Al 30 de junio de 2023 la cuenta por cobrar por opción tarifaria es de \$334.842.415.

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 las ventas a los clientes de alumbrado público ascienden a 274Gwh. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022,

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

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

(En miles de pesos)

estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

- (4) En Enel Colombia S.A.E.S.P., al 30 de junio de 2023, se presenta principalmente por el incremento de facturación por el servicio de uso de infraestructura de energía eléctrica de Enel Colombia S.A. E.S.P. por otros comercializadores de energía en los sistemas de distribución local \$1.303.080.586 y sistemas de transmisión regional \$17.411.784. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

#### **Centroamérica**

**Guatemala:** Corresponde al servicio de peaje en la línea de transmisión que tiene actualmente Transmisora de Energía Renovable S.A.

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023 se presenta incremento en los ingresos de Servicios empresariales y de Gobierno principalmente por venta de medidores, comisiones de vinculados y asistencia de prestación de luz por valor de \$140.551.689 y Servicios de valor agregado \$72.659.363. La variación se presenta debido a que, al 31 de marzo de 2022, estaban incluidos únicamente los ingresos del segmento de distribución del mes de marzo, ya que en enero y febrero de 2022 no se había llevado a cabo el proceso de fusión.

En las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., corresponden a los ingresos operativos, generados por el funcionamiento de la electro-terminal y el cumplimiento del kilometraje de la flota de buses según lo establecido en el contrato de concesión No.107 de 2021 firmado con Transporte del Tercer Milenio – Transmilenio S.A. en su etapa operativa, la cual inició el 17 de febrero de 2022. Los ingresos se reconocen a valor razonable de acuerdo con los parámetros establecidos en la NIIF 15 y CINIFF 12. Estos ingresos se reflejan consolidados a abril de 2023, fecha en la cual el Grupo dejó de tener el control de estas, por la venta del 80% de la inversión que tenía en estas Compañías.

- (6) El saldo corresponde a la prestación del servicio de muellaje y uso de instalaciones a los clientes Petróleos del Milenio S.A. e Impala Terminals Colombia S.A.S. de la compañía Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A. por \$146.685.

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

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

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

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

|   |   | Período de seis meses<br>del 1 de enero al 30 de<br>junio de 2023 | Período de seis meses<br>del 1 de enero al 30 de<br>junio de 2022 |
|---|---|---|---|
| Ventas de Energía   | A lo largo del tiempo                         | \$ 5.866.181.089  | \$4.720.896.555   |
| Transporte de Energía   | A lo largo del tiempo                         | 1.593.747.038   | 202.433.920   |
| Servicios Empresariales y de Gobierno   | A lo largo del tiempo/ En un punto del tiempo | 176.508.557   | 90.092.050  |
| Arrendamientos  | A lo largo del tiempo                         | 140.936.443   | 100.024.668   |
| Venta de Gas  | A lo largo del tiempo                         | 36.614.128  | 40.525.973  |
| Servicios de administración de personal                                       | A lo largo del tiempo                         | 31.953.521  | -   |
| Venta de certificados   | En un punto del tiempo                        | 176.747   | 36.074.880  |
| Servicios de muelleaje  | A lo largo del tiempo                         | 146.685   | 128.360   |
| Venta de agua desmineralizada   | En un punto del tiempo                        | 28.856  | 5.856   |
| <b>Total ingresos de actividades ordinarias</b>                               |   | <b>\$ 7.846.293.064</b>   | <b>\$ 5.190.182.262</b>   |
| Otros Ingresos de operación   |   | 79.308.119  | 347.618.739   |
| <b>Total ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b> |   | <b>\$ 7.925.601.183</b>   | <b>\$ 5.537.801.001</b>   |

**Activos y pasivos contractuales**

Activos contractuales

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

Pasivos contractuales

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

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

|                       | Al 30 de junio de 2023 | Al 31 de diciembre de 2022 |
|-----------------------|------------------------|----------------------------|
| Clientes Mayorista    | \$ 174.246.624         | \$ 127.677.165             |
| Clientes No Regulado  | 14.032.052             | 26.659.118                 |
| Transporte de energía | 5.596.936              | 1.643.088                  |
|                       | <b>\$ 193.875.612</b>  | <b>\$ 155.979.371</b>      |

**Satisfacción de las obligaciones de desempeño**

Las obligaciones de desempeño son satisfechas en la medida que se transfieren bienes y/o servicios comprometidos con los clientes; es decir, en la medida que el cliente obtiene el control de los bienes y servicios transferidos.

**Venta de energía clientes no regulados, mayoristas y bolsa**

La satisfacción de las obligaciones de desempeño se realiza a lo largo del tiempo, ya que los clientes reciben y consumen de forma simultánea, los beneficios proporcionados en la prestación de la energía suministrada por el Grupo.

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

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

(En miles de pesos)

#### **Venta de gas**

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

#### **Servicios empresariales y de gobierno**

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

#### **Otros ingresos**

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

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

#### **Juicios significativos en la aplicación de la norma**

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

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

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

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

**25. Aprovisionamientos y servicios**

|  | Período de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2023 | Período de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2022 |
|--|--|--|
| Compras de energía (1)                         | \$ 2.619.710.038   | \$ 1.109.591.766   |
| Costos de transporte de energía (2)            | 722.086.718  | 549.172.710  |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | 191.828.986  | 496.187.621  |
| Impuestos asociados al negocio                 | 174.445.647  | 76.490.154   |
| Consumo de combustible                         | 81.925.639   | 34.234.701   |
| Compra y consumo de gas                        | 36.761.216   | 28.662.917   |
|  | <b>\$ 3.826.758.244</b>  | <b>\$ 2.294.339.869</b>  |

|  | Período de tres meses del 1 de<br>abril al 30 de junio de 2023 | Período de tres meses del 1 de<br>abril al 30 de junio de 2022 |
|--|--|--|
| Compras de energía                             | \$ 1.437.677.289   | \$ 730.433.375   |
| Costos de transporte de energía                | 356.659.014  | 328.798.685  |
| Otros aprovisionamientos variables y servicios | 102.590.272  | 430.084.657  |
| Impuestos asociados al negocio                 | 91.216.668   | 35.737.938   |
| Consumo de combustible                         | 53.777.167   | 16.778.111   |
| Compra y consumo de gas                        | 17.765.981   | 14.363.087   |
|  | <b>\$ 2.059.686.391</b>  | <b>\$ 1.556.195.853</b>  |

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023, las compras de energía ascienden a 7.532 Gwh; de las cuales corresponden a compras realizadas a través de contratos a otros generadores 4.612 Gwh y compras en bolsa 2.920 Gwh.

Se presenta un incremento en el precio promedio en bolsa de energía que asciende a \$208,22/Kwh, tarifa promedio junio 2023 \$411,69 vs tarifa promedio de junio 2022 de \$203,47.

**Centroamérica**

A 30 de junio de 2023 las compras de energía netas en el mercado de oportunidad para cumplir con los compromisos contractuales en transacciones horarias realizadas ascienden a \$247.702.121, correspondientes a 14,88 Gwh, principalmente en las compañías Enel Renewable S.R.L. y Enel Guatemala S.A. con un precio promedio de 97,26 USD/Mwh y en Enel Fortuna S.A. y Enel Renewable S.R.L. a 288,8 Gwh, con un precio promedio de 154 USD/Mwh.

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., al 30 de junio de 2023, está compuesto principalmente por los costos de derecho de uso en los sistemas de energía de transmisión nacional \$384.770.375, y transmisión regional \$272.259.336.

En Enel X Colombia S.A.S. corresponde a transmisión regional por \$4.489.985.

**Centroamérica**

Se presentan costos de intermediación de contratos de energía por el uso del sistema de transmisión por \$40.858.132, principalmente en las compañías Enel Fortuna S.A. y Renovables de Guatemala S.A.

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

**26. Gastos financieros**

|  | Periodo de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2023 | Periodo de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2022 |
|--|--|--|
| Obligaciones financieras (1)                         | \$ 466.640.864   | \$ 236.385.769   |
| Otros costos financieros (2)                         | 372.434.661  | 19.901.900   |
| Gravamen a los movimientos financieros (3)           | 38.301.893   | 16.585.353   |
| Obligación por beneficios post empleo (4)            | 18.813.914   | 8.352.197  |
| Arrendamientos financieros (Leasing) (5)             | 17.205.530   | 7.912.128  |
| Gastos por liquidación y valoración de derivados (6) | 9.134.929  | -  |
| Intereses de mora impuestos                          | 1.256.457  | 1.739.515  |
| Deterioro de activos financieros                     | -  | 2.130.246  |
| <b>Gastos financieros</b>                            | <b>923.788.248</b>   | <b>293.007.108</b>   |
| Gasto financiero capitalizado                        | (13.444.490)   | (8.418.767)  |
| <b>Gastos financieros, netos</b>                     | <b>\$ 910.343.758</b>  | <b>\$ 284.588.341</b>  |

|  | Periodo de tres meses del 1 de<br>abril al 30 de junio de 2023 | Periodo de tres meses del 1 de<br>abril al 30 de junio de 2022 |
|--|--|--|
| Otros costos financieros                         | \$ 328.708.097   | \$ 19.814.545  |
| Obligaciones financieras                         | 249.107.215  | 152.363.972  |
| Gravamen a los movimientos financieros           | 21.414.735   | 11.677.280   |
| Obligación por beneficios post empleo            | 9.288.289  | 5.567.771  |
| Arrendamientos financieros (Leasing)             | 8.660.315  | 6.222.444  |
| Gastos por liquidación y valoración de derivados | 4.714.615  | -  |
| Intereses de mora impuestos                      | 632.590  | 1.255.301  |
| Deterioro de activos financieros                 | -  | 955.756  |
| <b>Gastos financieros</b>                        | <b>622.525.856</b>   | <b>197.857.069</b>   |
| Gasto financiero capitalizado                    | (10.461.564)   | (6.541.239)  |
| <b>Gastos financieros, netos</b>                 | <b>\$ 612.064.292</b>  | <b>\$ 191.315.830</b>  |

- (1) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación corresponde, principalmente al aumento en las obligaciones financieras contraídas con el Banco de Bogotá S.A., Banco Mufg Bank Ltd Américas y Bancolombia S.A., en los meses de febrero, abril y junio 2023; respectivamente, así como la variación de las tasas de interés de referencia como el IBR a la que se tiene indexada la deuda bancaria e indicadores como IPC a los cuales se indexan los bonos producto de la situación geopolítica actual.

A continuación, se detallan los intereses por obligaciones financieras a 30 de junio de 2023:

| Operación   | 2023                  | 2022                  |
|---|-----------------------|-----------------------|
| Créditos nacionales y del exterior (Colombia y Centroamérica) | \$ 279.670.294        | \$ 64.241.412         |
| Bonos emitidos (Colombia)                                     | 186.970.570           | 172.144.357           |
| <b>Total gasto de obligaciones financieras</b>                | <b>\$ 466.640.864</b> | <b>\$ 236.385.769</b> |

**Centroamérica**

Corresponde a los intereses en Enel Panamá CAM S.R.L. de acuerdo con crédito con Enel Finance International S.R.L. (EFI) e intereses de Enel Fortuna S.A. y Generadora Montecristo S.A. por captación de fondos para colocación en depósitos a plazo; para Costa Rica se

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

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

(En miles de pesos)

reconocen intereses sobre préstamos a PH Chucas S.A., por parte de Enel Finance International S.R.L. (EFI).

- (2) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación corresponde principalmente a la actualización financiera de los pasivos ambientales (Quimbo I, II, CAR, desmantelamiento Cartagena, Vía Perimetral y El Paso), por (\$30.091.717), comisiones por la constitución de garantías bancarias para el desarrollo de los proyectos renovables de los parques solares la Loma y Guayepo y parques eólicos Chemesky, Fundación y Windpeshi por \$5.770.849, actualización financiera de las provisiones TF y retiro Cartagena por (\$3.230.334), financiación por compra de energía a XM de acuerdo a la resolución de la CREG 101 029 de 2022\_SIC-STN por (\$ 4.310.033), proceso de securitización por \$1.620.884.

En las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., corresponde a los intereses producto de los acuerdos con la compañía AMP, la concesión tomo tres líneas de crédito con el Banco Interamericano de Desarrollo BID y PNB Paribas S.A., los cuales serán canceladas hasta el 15 de julio del año 2037. Lo anterior a abril de 2023, fecha en la cual el Grupo dejó de tener el control de estas Compañías.

#### **Centroamérica**

**Panamá.** Corresponde principalmente a los gastos financieros relacionados al pasivo de Sinolam Smarter Energy LNG Group Inc, por valor de \$12.881.890, de acuerdo con la adquisición de contratos de suministro de energía PPA.

**Costa Rica.** Se presentan garantías Enel S.p.A., comisión sobre garantías con el banco Bilbao Vizcaya Argentaria S.A. Por otra parte, se realiza baja del activo financiero en concesión asociado al arbitraje que se tenía con el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) sobre el cual hubo resolución de la sala primera de la corte suprema, por un valor de \$284.541.181.

- (3) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación corresponde principalmente al incremento en la amortización de la deuda financiera y el aumento en los pagos a proveedores.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S., el GMF generado en el período, corresponde a un valor de \$8.139.492. Lo anterior a abril de 2023, fecha en la cual el Grupo dejó de tener el control de estas Compañías.

- (4) En Enel Colombia S.A. E.S.P., la variación corresponde principalmente al costo financiero de pensiones y cesantías por \$8.535.365, costo financiero de beneficios por \$1.990.314 y actualización financiera de los pasivos pensionales por (\$576.577).

- (5) En Enel Colombia S.A. E.S.P., a 30 de junio 2023 el incremento en el gasto financiero por intereses de Leasing corresponde principalmente al Edificio Q93 por \$6.517.553, C.I. Alliance S.A. por \$989.368 y Terrapuerto S.A.S. por \$817.715.

Para las compañías Usme ZE S.A.S. y Fontibón ZE S.A.S. corresponde al pasivo derivado del contrato de arrendamiento firmado entre Enel Colombia S.A. E.S.P. y Trami Inversiones S.A.S. con el objeto de uso y goce del lote y el inmueble con nomenclatura urbana AC31N°135b-20 (Predio Venecia) ubicado al sur de la ciudad de Bogotá D.C - localidad de Fontibón y el predio

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

ubicado en Cra. 12 136 - 50 sur de la ciudad de Bogotá D.C - localidad de Usme. Lo anterior a abril de 2023, fecha en la cual el Grupo dejó de tener el control de estas Compañías.

**Centroamérica**

Corresponde a la amortización de intereses asociados a arrendamientos así:

**Guatemala:** Amortización del pasivo por arrendamiento principalmente con el edificio de las oficinas centrales, flotilla de Pick Up y terrenos en los que se desarrollan proyectos de las compañías Generadora de Occidente Ltda., Generadora Montecristo S.A. y Enel Guatemala S.A.

**Panamá:** Amortización del pasivo por arrendamiento principalmente con terrenos donde se ubican plantas de generación fotovoltaica de las compañías Enel Fortuna S.A., Enel Renovable S.R.L., Generadora Solar Austral S.A. y Progreso Solar S.A.; y en el rubro de edificios las oficinas administrativas en la ciudad de Panamá.

**Costa Rica:** Amortización del pasivo por arrendamiento principalmente con las oficinas asociadas al edificio corporativo de Enel Costa Rica CAM.

- (6) En Enel Colombia S.A. E.S.P., a 30 de junio 2023 la variación corresponde principalmente a las pérdidas generadas por el vencimiento de contratos de derivados financieros de trading y CFH que cubren la variación en las tasas de cambio para los proyectos en ejecución de renovables como EL Paso, Guayepo, La Loma y Fundación.

**27. Resultado de sociedades contabilizadas por el Método de Participación**

|   | Periodo de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2023 | Periodo de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2022 |
|---|--|--|
| Resultado en Sociedades contabilizadas por el Método de participación | \$ 17.863.064  | \$ -   |

Al 30 de junio de 2023, el resultado por sociedades contabilizadas por el método de participación es de \$17.863.064, representadas así:

|  | Acciones Ordinarias |                   |
|--|---------------------|-------------------|
|  | Valor               | (%) Participación |
| Fontibón ZE S.A.S.                       | 4.330.242           | 20,0000%          |
| Usme ZE S.A.S.                           | 2.654.169           | 20,0000%          |
| Bogotá ZE S.A.S.                         | 68.044              | 20,0000%          |
| Colombia ZE S.A.S.                       | 11.251              | 20,0000%          |
| Operadora Distrital de Transporte S.A.S. | 1.089.341           | 20,0000%          |
| Crédito Fácil Codensa S.A.               | (439.703)           | 48,9938%          |
| Enel X Way Colombia S.A.S.               | (44.064)            | 40,0000%          |
|  | <b>\$ 7.669.280</b> |                   |

El efecto en la venta del 80% de la inversión que tenía Enel Colombia S.A. E.S.P., en Colombia ZE S.A.S., realizada en abril fue de \$10.193.784.

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

**28. Resultado en venta y disposición de activos, neto**

|                                   | Período de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2023 | Período de seis meses del 1 de<br>enero al 30 de junio de 2022 |
|-----------------------------------|--|--|
| Resultado en Venta de Activos (a) | \$ (2.232.184)   | \$ (1.082.365)   |

Al 30 de junio de 2023 el Grupo presenta un efecto neto en el resultado en venta y disposición de activos por (\$2.232.184), correspondientes a:

i) Enel Colombia S.A. E.S.P.:

(1) Bajas con efecto en pérdida por (\$2.740.407) distribuidas así:

- Plantas de generación por (\$136.541)
- Transformadores de Distribución por (\$1.913.035)
- Siniestros de enero a junio (\$690.535)
- Maquinaria y equipos por (\$296)

(2) Bajas con efecto en utilidad por \$459.199 las cuales obedecen a:

- Venta de mobiliario \$284.424
- Venta de lote el Roble - Gachancipá \$148.897
- Venta de aires acondicionados \$6.878
- Venta de planta eléctrica \$19.000

ii) Las sociedades de Centroamérica tienen un efecto neto por \$49.024, principalmente por la venta de un vehículo en Guatemala y de mobiliario de oficinas en Costa Rica.

**29. Sanciones**

En el período comprendido al 30 de junio de 2023, el Grupo ha sido notificado de las siguientes sanciones.

Sanciones ambientales

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

El pasado 24 de febrero de 2023, se notificó la Sentencia de 1ra instancia, mediante la cual se negaron las pretensiones formuladas por la Enel Colombia S.A. E.S.P.; en la demanda, en este sentido se presentó recurso contra la sentencia y actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación.

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

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

Se presentó la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho (Acciones judiciales), la CAM contestó la demanda. Posterior a la suspensión del proceso decretada por el Tribunal Administrativo del Huila con ocasión de las medidas de emergencia por el COVID19, en el mes 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 del 2022.

- c) El 12 de enero de 2018 la compañía Enel Colombia S.A. E.S.P. fue notificada sobre las resoluciones del 4 de diciembre No. 3567, 3568 y 3569 en la cuales se confirman las sanciones impuestas por la CAM en noviembre de 2016 en relación con las resoluciones 3590, 3653 y 3816 de noviembre de 2016 derivados de la falta de permisos de vertimientos de los reasentamientos del PHEQ, de acuerdo con la normatividad ambiental.

Como consecuencia de lo anterior la Corporación Autónoma Regional del alto Magdalena (CAM) impuso tres (3) sanciones consistentes en una multa por \$50.670 cada una:

Las siguientes son las resoluciones y los hechos por los cuales se presentan las sanciones:

- Resolución No. 3590 del 10 de noviembre de 2016, la CAM sanciona a Enel Colombia S.A. E.S.P., por no tener el permiso de vertimientos del reasentamiento de Montea.

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho, desde el 30 de mayo de 2019, se profirió sentencia de primera instancia el 4 de octubre de 2021 favorable a Enel Colombia S.A. E.S.P. actualmente se encuentra en trámite el recurso de apelación presentado por la CAM.

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

Se presentó demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho contra la CAM. El 14 de abril de 2021 se dictó sentencia de primera instancia por parte del Juzgado Séptimo Administrativo de Neiva, en la cual se negaron las pretensiones de Enel Colombia S.A. E.S.P., actualmente el proceso se encuentra pendiente del trámite del recurso de Apelación presentado por Enel Colombia S.A. E.S.P. ante el Tribunal Administrativo del Huila.

- d) Resolución No. 3727 del 22 de diciembre de 2022, y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

**Antecedentes:** mediante Resolución No. 1589 del 29 de junio de 2022 la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A.

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

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

(En miles de pesos)

E.S.P 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 impuso una multa a la empresa por valor de \$540.470.

El pasado 27 de junio, se radicó la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM, ante los Juzgados Administrativos de Neiva – Huila.

- e) Resolución 3607 del 14 de diciembre de 2,022 y notificada formalmente el 19 de enero de 2023 “por la cual se resuelve un recurso de reposición”, emitida por la Dirección Territorial Centro de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM.

Antecedentes: Mediante Resolución No. 1588 del 29 de junio de 2022, la Autónoma Regional del Alto Magdalena declaró responsable a la empresa Enel Colombia S.A. E.S.P, a la sociedad RG Ingeniería Ltda. e Ingedere Ltda. y las sancionó por el presunto incumplimiento a la normatividad ambiental, consistente en realizar un aprovechamiento forestal sin autorización. Para Enel Colombia la sanción es de \$363.262.

Actualmente, se encuentra en curso el trámite de conciliación extrajudicial para agotar el requisito de procedibilidad, y de no conciliar, proceder a presentar la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho en contra de la Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena – CAM

### **30. Contingencias**

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

#### **(a) Litigios calificados como eventuales o posibles:**

Los principales litigios que tiene el Grupo al 30 de junio de 2023 calificados 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 actores pretenden que el Grupo devuelva lo que supuestamente ha cobrado en exceso por no aplicar beneficio tarifario a dicho grupo de usuarios pertenecientes al Nivel de Tensión (1), quienes son, además, propietarios de los activos de distribución.

La pretensión y el hecho principal de la demanda se apoyan en que el Grupo se está enriqueciendo ilícitamente pues no aplica ningún beneficio tarifario a los usuarios que

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

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

(En miles de pesos)

pertenecen a este nivel de tensión y que son propietarios de la infraestructura, según lo establecido en la Resolución 082 de 2002, modificada por la Resolución 097 de 2008. El demandante determina la cuantía de este proceso basado en que esta situación se replica en aproximadamente 550 mil usuarios y que a cada uno le corresponde una indemnización.

Estado actual y situación procesal: Se llevó a cabo audiencia de conciliación la cual se declaró fracasada.

El 8 de septiembre de 2017 el despacho accedió a la solicitud de la parte demandante de incluir al grupo de demandantes iniciales a 4 representantes legales de las copropiedades (Edificio Office Class, Centro Comercial Minicentro, Edificio Santa Ana II y Edificio Beatriz), los cuales se integran al grupo no como demandantes directos, sino como grupo afectado por los hechos que constituyen la presunta vulneración, lo que los haría favorecedores de las pretensiones de la demanda, en caso tal de que la sentencia les fuera favorable.

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

El 21 de agosto de 2019, se requiere al Grupo para que allegue otra documentación, este auto es impugnado porque se está solicitando una relación pormenorizada de los usuarios que sin ser parte de la demanda son propietarios de los activos de nivel tensión así mismo, el Grupo descurre traslado del dictamen pericial decretado de oficio por el Juzgado y allega uno nuevo, para controvertir todos los puntos que son desfavorables para el Grupo.

Al 16 de diciembre de 2021 se practicaron todas las pruebas en 3 audiencias, el apoderado de la parte demandante presentó dos recursos de apelación en contra de los 2 dictámenes de contradicción presentados por el Grupo. Se corrió traslado para alegar de conclusión por 5 días; sin embargo, el Ministerio Público a través de la Procuradora Karime Chavez Niño, solicito 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 Enel Colombia S.A. E.S.P. presentó la respectiva oposición.

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

El 24 de marzo de 2022: La parte demandante y el Grupo, así como el Ministerio Público presentan alegatos de conclusión.

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

Al 30 de junio de 2023, estamos a la espera de que se profiera sentencia de primera instancia.

#### **b. Proceso Asociación de Propietarios del Centro Urbano Antonio Nariño.**

Fecha de inicio: 2009.

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

Pretensión: \$15.000.000.

Objeto del juicio: La Asociación demanda la reivindicación de un predio enclavado dentro de sus instalaciones en donde funcionaba una subestación de energía del Grupo. Se presenta contrademanda reclamando la prescripción del predio o de la servidumbre.

Estado actual y situación procesal: Desde febrero de 2019 se inició la logística de envío de las notificaciones a los demandados en 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 el Grupo. Lo anterior en la medida que no se logró cumplir con la exigencia dada por el despacho, consistente en notificar al extremo pasivo de forma íntegra dentro de los 30 días que se había otorgado para ello, de conformidad con lo previsto por el artículo 317 del CGP.

Contra esta decisión el Grupo radicó recurso de apelación que se resolvió desfavorablemente ante el Tribunal Superior del Distrito Judicial de Bogotá. El proceso continuo respecto a la demanda reivindicatoria. Se radicó acción de tutela al entenderse que esta carga procesal es imposible de cumplir y viola el derecho de defensa del Grupo, tutela que igualmente fue desfavorable para el Grupo.

Recientemente, y ante una decisión de la Corte Suprema de Justicia, que señalaba que en los procesos donde fueran demandadas las propiedades horizontales no se requería la vinculación procesal de todos los copropietarios, el Grupo puso de presente dicha decisión al Juez 49 Civil Circuito a fin de que efectuara una declaratoria oficiosa de ilegalidad del Auto que había declarado el desistimiento del Grupo por la no vinculación oportuna de los 1700 copropietarios del Centro Urbano Antonio Nariño. Ante la anterior solicitud el Juez estimó que, si bien era acertado señalar cuál era el nuevo criterio adoptado por la Corte Suprema de Justicia, también era cierto que al momento en que se declaró el desistimiento tácito el criterio jurisprudencial era otro, y por tanto el Auto que declaró el desistimiento tácito no se fundaba en ilegalidad alguna. Por tanto, se denegó la solicitud de declaratoria de ilegalidad pretendida.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continúa su curso frente a la demanda reivindicatoria interpuesta por ASOCUAN. A la fecha está por resolverse un recurso que interpuso el extremo demandante 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.

**c. Litigio de Alumbrado Público con la UAESP.**

Fecha de inicio: 2017.

Pretensión: \$113.082.000.

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

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

(En miles de pesos)

Objeto del juicio: Nulidad y restablecimiento del derecho contra Unidad Administrativa Especial de Servicios Públicos (en adelante "UAESP") por la reliquidación del alumbrado público de Bogotá D.C. de los años 1998 a 2004 y su correspondiente cobro ejecutivo.

Estado actual y situación procesal: A continuación, se describen los principales hechos de este litigio y los hechos ocurridos:

El 20 de abril de 1997 se suscribió entre el Distrito y la GEB (Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.) un convenio interadministrativo que le garantiza a la ciudad el suministro de energía con destino al alumbrado público, convenio que fue cedido al Grupo el 23 de octubre de 1997; en ese mismo año la CREG a través de la Resolución No 99/97, modificó la tarifa del servicio de energía domiciliario excluyendo expresamente el alumbrado público, ante lo cual el Grupo presentó al Distrito por los años 1998 y 1999 unas facturas en donde la Empresa hacía un cálculo propio y unilateral del valor de la energía que suministraba. El Distrito discutió la tarifa del Grupo, pero canceló lo que consideraba que era el precio justo. El 25 de enero de 2002, las partes establecieron una metodología aplicable para el futuro y determinaron elaborar un inventario georeferenciado 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 georeferenciado (elaborado entre los años 2000 y 2003) arrojó como resultado una diferencia de 8.661 luminarias menos de las que el Grupo le cobró al Distrito, ante lo cual se le reclama al Grupo efectuar la reliquidación que incluya intereses moratorios por los mayores valores pagados entre 1998 y 2004.

Como consecuencia de una acción popular que curso en el Juzgado Décimo Administrativo de Bogotá, el 9 de noviembre de 2009, se dictó sentencia de primera instancia en la cual se ordenó a la UAESP y al Grupo que en plazo de dos meses desde la ejecutoria del fallo realicen todas las gestiones necesarias para establecer en forma definitiva los saldos a favor o en contra, debidamente actualizados con el DTF (Fórmula de actualización de sumas) más intereses. De no llegarse a un acuerdo, la misma UAESP deberá realizar dentro dos meses una liquidación para ponerla a consideración al Grupo, quien puede ejercer los recursos de vía gubernativa pertinentes y en caso de no pago, proceder a ejecutar la sentencia. La sentencia de segunda instancia confirmó lo declarado y actualmente se encuentra firme, no procediendo otros recursos.

El 26 de agosto de 2014 la UAESP y el Grupo suscribieron un acuerdo en el que llegaron a una liquidación concertada en donde el Grupo asumía el 50% equivalente a \$14.432.754. Este acuerdo, además del Grupo, debía ser autorizado por el director de la UAESP y ratificado por el Juez Administrativo N°10 de Bogotá (que conoció en 1ª instancia el proceso).

El 1 de junio de 2017, el Juez 10 Administrativo del Circuito de Bogotá se negó a considerar el acuerdo mencionado teniendo en cuenta que no fue celebrado dentro de los dos meses siguientes a la ejecutoria del fallo del 29 de septiembre de 2011 que vencían el 2 de febrero de 2012; ordenando a la UAESP realizar la liquidación unilateral. Sin embargo, teniendo en cuenta que el Juez no emitió pronunciamiento de aprobación o de rechazo del acuerdo, el mismo continúa siendo oponible entre las partes.

El 31 de agosto de 2017, en cumplimiento de lo ordenado por el Juez Administrativo, la UAESP expidió la resolución 412 de 2017 mediante la cual realizó la reliquidación de la facturación por

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

el alumbrado público objeto del proceso por un importe de \$141.016.977, como consecuencia de lo anterior el Grupo presentó recurso de reposición.

El 29 de diciembre de 2017, el Grupo fue notificado de la resolución 730 de 2017 proferida el 18 de diciembre por parte de la UAESP mediante la cual resolvió el recurso de reposición presentado por el Grupo, confirmando la decisión impugnada y reconsideró el cálculo de la reliquidación notificada en agosto tomando como base de actualización la DTF de acuerdo con lo ordenado por el Juez en la sentencia de septiembre de 2009, en ese orden la nueva pretensión de la UAESP asciende a \$113.082.893.

El 25 de enero de 2018, la UAESP requirió al Grupo, frente a esta situación, el Grupo ofreció a la UAESP el pago del monto que considera justo de \$14.432.754 que al 28 de febrero y conforme a la actualización acordada ascendía a \$23.633.336. Suma que podría ser cruzada con tres facturas que por concepto de alumbrado público cancele la UAESP a partir de la fecha. Ante el silencio de la UAESP se radicó el 16 de marzo de 2018 una solicitud de mesa de trabajo para llegar a un acuerdo dado que la UAESP inicio cobro persuasivo. Sin embargo, el 22 de marzo de 2018 la UAESP comunicó la decisión de librar mandamiento de pago en contra del Grupo por las sumas de dinero contenidas en la Resolución.

El 22 de marzo de 2018 la UAESP informó que se había librado mandamiento de pago contra el Grupo al haberse iniciado el cobro coactivo. Una vez contestado el cobro coactivo y resueltas en forma negativa las excepciones del Grupo, se procedió a informar a la UAESP la admisión de la demanda de nulidad y restablecimiento del derecho por parte del Tribunal Administrativo de Cundinamarca, ante lo cual la UAESP mediante auto de fecha 6 de septiembre procedió a suspender el proceso de cobro coactivo.

Ante la imposibilidad de llegar a un acuerdo con la UAESP respecto a las cuantías de los actos administrativos, Resoluciones No. 412 del 2 de agosto de 2017 y 730 del 18 de diciembre de 2017; el 25 de julio de 2018 el Grupo procedió a radicar ante el Tribunal Administrativo de Cundinamarca la demanda de Nulidad y Restablecimiento del Derecho. Esta demanda fue admitida el 21 de agosto de 2018.

El 28 de septiembre de 2018, el Grupo pagó a la UAESP la suma de \$24.471.044, que corresponden al monto que en su oportunidad se pactó en el acuerdo suscrito por las partes en el año 2014, actualizado con una tasa igual al DTF desde la fecha en que se produjo la diferencia hasta la fecha real en que se realiza el pago. El valor restante de la reliquidación unilateral constituye el objeto de la demanda contra la UAESP.

El 21 de agosto de 2019, el Tribunal Administrativo de Cundinamarca falla el proceso negando las pretensiones de la demanda, restando valor al acuerdo celebrado en el 2014 por considerarlo extemporáneo.

El Grupo presenta 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

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

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

(En miles de pesos)

desconoció el principio de buena fe (art. 83 Constitución Política) y la prohibición de ir en contra de los actos propios (venire contra fatum proprium non valet). iv) El Tribunal desconoció que la administración no puede obtener ningún beneficio de su propio incumplimiento. La mora no es imputable al Grupo, por cuanto la obligación de reliquidar de manera unilateral (2 meses) era solamente para la UAESP y esto ocurre pasados 24 meses por lo que el retardo es atribuible a la UAESP.

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

Por su parte, en el marco del proceso de cobro coactivo se presentó póliza de caución en los términos del art. 837-1 del Estatuto Tributario, a efectos de impedir la materialización de órdenes de embargo en contra el Grupo.

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

Al 30 de junio de 2023, el proceso continúa al despacho para fallo de segunda instancia.

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

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: Indeterminada.

Objeto del juicio: El día 9 de febrero de 2015 se informó al Grupo de la medida cautelar decretada por el Tribunal Administrativo del Huila, con ocasión de la Acción Popular promovida por el grupo Comepez S.A. y Otros en procura de los derechos a un ambiente sano, salubridad pública y seguridad alimentaria, como prevención al peligro inminente de una mortalidad masiva en los proyectos piscícolas del embalse Betania. En virtud de esta medida provisional de urgencia adoptada por el Tribunal, se ordenó al Grupo que no iniciará la actividad de llenado del embalse El Quimbo, hasta tanto no se satisfaga el caudal óptimo del río y otras obligaciones.

Estado actual y situación procesal: El 13 de febrero de 2015 se notificó al Grupo la admisión de la acción y de la medida cautelar y con fecha 18 de febrero de 2015 se radicó ante el Tribunal Contencioso Administrativo del Huila, recurso de reposición y en subsidio de apelación, contra el auto que concedió la medida cautelar. Este recurso fue negado lo cual dio lugar a la presentación de una acción de tutela.

El día 8 de enero de 2016 el Grupo fue notificado 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 (antes Emgesa 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.

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

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

a) Diseñar un proyecto de descontaminación que garantice que el agua del embalse no afecte el recurso hídrico ni genere efectos adversos en la fauna y en la flora subacuática.

b) Diseñarán conjuntamente entre el Ministerio De Ambiente y Desarrollo Sostenible y el Grupo un proyecto de descontaminación y tratamiento del recurso hídrico, para atenuar y controlar el efecto adverso de los coliformes en la población ribereña, y lo articularán con los diferentes municipios localizados aguas arriba del embalse, cuyas aguas servidas se vierten directa o indirectamente al río Magdalena (San Agustín, Isnos, Pitalito, Palestina, Saladoblanco, Oporapa, La Argentina, Elías, Tarqui, Altamira, Guadalupe, Suaza, El Pital, El Agrado, Garzón, Paicol y Gigante).

c) Exhortar a la ANLA para que corrobore si la concesionaria construyó los interceptores y sistemas de aguas residuales en los municipios del área de influencia, y de acuerdo con los resultados obtenidos, adopte las decisiones que legalmente le correspondan.

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

e) Ordenar que el sistema de oxigenación que se instaló en cumplimiento de la cautela opere de manera permanente, sujetándose a los protocolos y directrices que imparta la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales. De igual manera, El Grupo continuará realizando el monitoreo de la calidad de agua (en los términos y condiciones que determine la referida autoridad ambiental); lo cual, debe llevarlo a cabo un laboratorio acreditado ante el IDEAM.

Apelado el fallo por el Grupo y otras partes del proceso, el 31 de diciembre de 2021, el Consejo de Estado admitió la apelación. Al 30 de junio de 2023 el Grupo está a la espera de que se corra traslado para alegar en segunda instancia.

**e. Acción de Grupo Jose Rodrigo Alvarez Alonso y otros.**

Fecha de inicio: 2012.

Pretensión: \$33.000.000.

Objeto del juicio: Se ha interpuesto una Acción de Grupo por 1.140 habitantes del municipio de Garzón basados en que, como consecuencia de la construcción del PHEQ, sus ingresos por actividades artesanales o empresariales se han visto disminuidos en un 30% de promedio sin que, al elaborarse el “censo socioeconómico” del proyecto, ello se hubiera tenido en cuenta. El Grupo rechaza estas pretensiones fundado en que: (1) El censo socioeconómico cumplió con todos los criterios metodológicos, dándose espacio y tiempo para que todos los interesados tuviesen oportunidad de registrarse en el mismo; (2) Los demandantes son no residentes y para esta tipología de personas, las compensaciones sólo se prevén para quienes sus ingresos provienen mayoritariamente de su actividad en el Área de Influencia Directa del PHEQ; (3) La compensación no debe ir más allá del “primer eslabón” de la cadena productiva y basarse en los indicadores de estado de los ingresos de cada persona afectada.

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

Estado actual y situación procesal: En primera instancia en fase probatoria. Los actores solicitaron un dictamen pericial para evaluar el perjuicio de cada uno de los 1.170 demandantes y las entidades públicas a quienes el Juzgado ha encargado llevar a cabo el peritazgo se han negado.

El 19 de agosto de 2019 se presentó un dictamen pericial por una asociación de profesionales, respecto del cual fue solicitada aclaración y complementación. El 6 de septiembre el Juzgado requirió a los peritos para que aclaren y complementen su trabajo.

El Juzgado mediante auto del 28 de noviembre de 2019 ordenó a los peritos complementar el dictamen dando término de veinte (20) días hábiles.

Al 31 de diciembre de 2022 con ocasión de la solicitud del Grupo, de que se declarara desistida la prueba ante el silencio de los peritos, el Juzgado requirió a los peritos para que presentaran la complementación del dictamen decretado, en consecuencia, el pasado 19 de septiembre fue presentado el dictamen.

Los peritos aportaron la complementación del dictamen el 2 de marzo de 2023, estamos a la espera que se corra 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 solcito que se aclaren las fórmulas y criterios para evaluar el daño emergente de los demandantes. El proceso se encuentra al despacho pendiente de que el Juzgado ordene la aclaración antes mencionada.

**f. Nulidad y restablecimiento contra liquidación oficial de Impuesto de Renta de 2013.**

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: \$52.808.000 (impuesto, sanción indexada e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN inició una fiscalización sobre la declaración de renta del año gravable 2013, alegando que no hay derecho a la deducción por activos fijos reales productivos por aquellas inversiones en el Proyecto El Quimbo sobre valores por encima de CAPEX inicialmente presupuestado en contrato de estabilidad jurídica para el año 2013. El Grupo sostiene que (i) la DIAN se basó en un concepto que fue anulado, (ii) las inversiones se demostraron con certificado de revisor fiscal, y (iii) la Ley permitía mayores inversiones a las presupuestadas en el contrato.

Estado actual y situación procesal: El 23 de noviembre de 2020 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca profirió sentencia de primera instancia desfavorable. Desestima el argumento de la DIAN respecto al derecho al beneficio, pero considera que el Grupo no demostró que realizó las inversiones. Esta sentencia fue apelada el 1° de diciembre de 2020.

En marzo de 2022, el Consejo de Estado ordenó alegar de conclusión en segunda instancia, los cuales se radicaron el 23 de ese mismo mes.

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

El 20 de abril de 2022 el proceso ingresó al despacho para sentencia.

El 22 de agosto de 2022 fue emitida sentencia de segunda instancia favorable a los intereses del Grupo.

El 19 de septiembre de 2022 se notificó ejecutoria a la parte demandada.

Con corte al 30 de junio de 2023, se está a la espera de la respuesta.

**g. Nulidad y restablecimiento contra liquidación de Tasa de Aprovechamiento Forestal liquidada por la CAM en 2014.**

Fecha de inicio: 2014.

Pretensión: \$28.605.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: La Corporación Autónoma Regional del Alto Magdalena - CAM (autoridad ambiental con competencia en el Proyecto El Quimbo) liquidó en 2014 la tasa de explotación forestal supuestamente originada en la construcción del Proyecto. La tasa se paga por la prestación de un servicio ambiental y se calcula a una tarifa de \$100 (indexada 25% anual desde 1982) por los metros cúbicos de madera con valor comercial ("aprovechable"). El Grupo considera que la indexación de los metros cúbicos debe hacerse por el IPC y no por el 25% anual, considerando que la norma en la que se basa la CAM (i.e. Acuerdo 048 de 1982 del Inderena) no es aplicable. El Consejo de Estado de hecho suspendió de forma temporal esta norma. Adicionalmente, la CAM ha aceptado que no ha prestado servicios ambientales y se ha demostrado que la madera no tenía valor económico.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2023, el litigio se encuentra pendiente de sentencia de primera instancia en el Tribunal Administrativo del Huila.

**h. 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"). Emgesa 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

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

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

(En miles de pesos)

liquidar dos veces el mismo tributo, recordando que en 2014 la CAM también había liquidado esa suma.

Estado actual y situación procesal: Al 30 de junio de 2023 el litigio se encuentra en primera instancia ante el Tribunal Administrativo del Huila, que llevo a cabo audiencia inicial el 23 de febrero de 2023 9:00 am, y se encuentra en etapa probatoria desde el 9 de mayo de 2023.

#### **i. Solicitud de devolución presentada por Manufacturas Eliot.**

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$5.078.000 (tasa e intereses).

Objeto del juicio: Manufacturas Eliot considera que el Grupo debe devolver contribución recaudada en las facturas de energía de 2012 a 2013. La defensa del Grupo sostiene que (i) Manufacturas Eliot presentó solicitud de exoneración en diciembre de 2013, y que la Ley sólo le daba derecho a la exoneración desde el momento de la solicitud; y (ii) el Grupo es únicamente el agente recaudador, y si hay lugar a devolución, es el MinMinas quien debe hacerla.

Estado actual y situación procesal: En octubre de 2021 el Tribunal Administrativo de Cundinamarca expidió sentencia desfavorable, ordenando la devolución.

En mayo de 2022 el litigio llegó al Consejo de Estado para surtir la segunda instancia.

El 02 de septiembre de 2022, el proceso fue repartido al despacho del Dr. Piza para surtir la segunda instancia.

El 09 de diciembre de 2022 el Consejo de Estado profirió Auto que admite recurso de apelación. Y el 13 de diciembre de 2022 Manufacturas Eliot S.A.S presentó oposición al recurso de apelación.

El 20 de enero de 2023 el proceso ingresó al Despacho para fallo de segunda instancia.

El 02 de mayo de 2023 fuimos notificados de sentencia de segunda instancia que confirmó la decisión del Tribunal de devolver a Manufacturas Eliot la contribución junto con intereses corrientes y moratorios, eliminó el reconocimiento de intereses legales y confirmó que el valor devuelto debe ser reintegrado a Enel por parte del Ministerio de Minas y Energía.

#### **j. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de la Tasa de Uso de Agua en 2016, 2017 y 2018.**

Fecha de inicio: 2019.

Pretensión: \$15.083.407 (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

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

fallas en la medición del caudal. La defensa del Grupo se basa en los argumentos que (i) la compensación correcta según la capacidad instalada eran las transferencias del sector eléctrico, (ii) el hecho generador de la tasa es el uso efectivo de agua para generación: no hubo generación continua los 365 días del año, sino únicamente en días específicos; y (iii) si se cumplieron compromisos de medición y por lo tanto, la CAR no tenía derecho a calcular la tasa sobre la totalidad del caudal concesionado.

Estado actual y situación procesal: Los cinco litigios (dos por 2016, uno por 2017 y dos por 2018) se estiman como riesgos posibles en razón de su probabilidad de pérdida (entre 20% y 45%). Los dos procesos contra las liquidaciones de 2016 iniciaron ante la jurisdicción contenciosa administrativa en septiembre de 2019 y abril de 2021, mientras que el proceso contra la liquidación de 2017 inició en diciembre de 2020 y el de 2018 en agosto y noviembre de 2021. Al 30 de junio de 2023, no hay sentencia de primera instancia en ninguno.

**k. Acción de Grupo Zipaquirá – Alumbrado Público.**

Fecha de inicio: 2015.

Pretensión: \$11.933.000.

Objeto del juicio: Se interpuso una acción de grupo contra el Grupo y el Municipio de Zipaquirá, con la pretensión que se devuelva el Impuesto de Alumbrado Público recaudado entre 1979 y 2012 en el Municipio, con fundamento en una norma que había sido anulada en 2008. El Grupo sostiene que (i) únicamente es agente recaudador a favor del Municipio, y que (ii) los demandantes ya perdieron el derecho a la devolución (operó la caducidad de la acción.)

Estado actual y situación procesal: La sentencia de primera instancia favorable fue expedida en junio de 2019, concluyendo que el Grupo sólo es agente recaudador y que es el Municipio quien debe devolver el impuesto recaudado entre 2008 y 2012. La acción de grupo actualmente es conocida por el Tribunal Administrativo de Cundinamarca en segunda instancia. No hay avances adicionales al 30 de junio de 2023.

**l. Nulidad y restablecimiento contra liquidaciones de IVA en el año 2016.**

Fecha de inicio: 2020

Pretensión: \$4.055.319 (mayor impuesto, sanción e intereses).

Objeto del juicio: La DIAN propuso un cuestionamiento a las liquidaciones bimestrales de IVA del año de 2016, bajo el entendido que los servicios de reconexión cobrados a usuarios han debido estar gravados con IVA. El Grupo ha sostenido que esa posición es incorrecta a la luz de la calificación regulatoria del servicio. En 2021, el Consejo de Estado también señaló que la postura de la DIAN no era ajustada.

Estado actual y situación procesal: Los dos litigios (uno por el primero al quinto bimestre de 2016 y otro por el sexto bimestre de 2016) uno por 2017 y uno por 2018) se estiman como riesgos posibles su probabilidad de pérdida (44% y 26%). Las demandas respectivas fueron radicadas en noviembre y octubre de 2020. A 30 de junio de 2023, no hay sentencia de primera

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

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

(En miles de pesos)

instancia en ninguno aún y se está estudiando la posibilidad de acumulación de los procesos solicitada por la DIAN.

#### **Convenio estación elevadora Canoas**

El 5 de diciembre de 2011, se firmó el convenio interinstitucional entre la Empresa de Acueducto y Alcantarillado de Bogotá E.S.P. ("EAAB") y el Grupo, con el objetivo de unir esfuerzos para garantizar la construcción de la Estación Elevadora Canoas, mediante aporte económico y de operación que ofrece el Grupo. Cabe destacar la importancia que tiene para los habitantes de la cuenca del río Bogotá el citado convenio, en la medida que contribuye de manera importante en la financiación de mega obras necesarias para el saneamiento del río Bogotá y permite el aprovechamiento del recurso hídrico en el suministro de energía eléctrica garantizando la confiabilidad del sistema para la generación eléctrica; compatibilizando así, el proceso de generación de energía y la optimización de la calidad del agua.

El aporte económico del Grupo para este convenio asciende a \$84.048.000, el valor del desembolso final será el resultado de la indexación simple de los recursos económicos del convenio y serán desembolsados una vez esté construida y en operación la estación elevadora por parte de la EAAB. Está previsto para iniciar su operación asistida en el segundo semestre de 2023.

El convenio tiene una vigencia de 27 años contados a partir de la firma del convenio y hasta que el Grupo conserve la calidad de usuario de las aguas del Río Bogotá en virtud de la concesión de aguas otorgada por la CAR. Este podrá prorrogarse por acuerdo de las partes siempre que subsistan las razones de su celebración.

En noviembre del 2018, la EAAB efectuó el proceso de adjudicación de los diseños y construcción de la estación elevadora que de acuerdo con el cronograma previsto dio inicio en marzo de 2019 con una duración de 44 meses. El Grupo participará en las mesas técnicas a partir del inicio del contrato de ingeniería de detalle y construcción. Una vez esté terminada la construcción de la estación elevadora, instalación y puesta en marcha y se efectúen las pruebas de los equipos, el Grupo recibirá la Estación Elevadora para operarla y mantenerla.

Al 30 de junio de 2023 se han realizado las siguientes actividades para una ejecución del 72,34% 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 99,7%.
- Avance en ejecución de obras preliminares de 62,77%.
- Construcción del pozo de bombeo con avance de 83,42% y del pozo de cribado con avance del 70,35%.
- Avance en la construcción de estructuras conexas como subestación y edificio eléctrico y de control de 61,03%.
- Subestación, red de media tensión y baja tensión 79,3%.

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

- Se terminaron las pruebas de los equipos principales como transformadores para la subestación eléctrica, motores y bombas de la Estación elevadora. Seguimos en revisión de cronograma de las pruebas FAT de los equipos de cribado, compuertas, tubería de impulsión y de control y protecciones. Adicionalmente, sigue pendiente de la aprobación al diseño de la línea de conexión de 115 kV que energizará la Estación Elevadora de Canoas desde la Subestación Río y sigue pendiente la definición de la fecha de puesta en marcha de la Estación Elevadora.

**Centroamérica**

**m. Proceso de Incidente de Cobro de Honorarios (Costa Rica).**

Fecha de inicio: 2018.

Pretensión: colones costarricenses ₡6.327.856.578. (Aproximadamente US 10.5 millones).

Objeto del juicio: En el Laudo Arbitral del arbitraje Chucás-ICE del 2017, el Tribunal condena al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a pagar por honorarios de abogado ₡6.327.856.578. El asesor legal externo que participó en Arbitraje Chucás-ICE solicita a su favor la totalidad de las costas condenadas, alegando que bajo el Arancel del Colegio de Abogados las costas le corresponden exclusivamente y son irrenunciables. Chucás le manifestó al exasesor que las costas le pertenecen a Chucás, todo según lo acordado entre ambas partes y el contrato de servicios legal, además de manifestarle también su oposición a realizar este cobro al ICE, y eventualmente solo cobrar las costas efectivamente incurrido durante la preparación y tramitación del proceso.

El exasesor interpone este proceso para que Chucás cobre al ICE las costas que según su criterio le son adeudas amparándose en el Laudo. Solicitó embargo de cuentas bancarias, pagos debidos a Chucás por parte del ICE, y anotación de propiedades. Chucás presentó su oposición al incidente y solicitó el levantamiento de los embargos.

El juez resolvió que se condenaba de manera prudencial un pago en favor del exasesor por alrededor de US\$270 mil.

Ambas partes presentaron apelaciones contra la resolución del juzgador.

Estado actual y situación procesal: Se obtuvo resolución del Tribunal de Apelaciones rechazando ambas apelaciones de las partes. Se confirmó el monto condenado en primera instancia de aproximadamente US\$270 mil, más intereses.

El Juzgado resolvió la metodología para calcular intereses y la empresa procedió al pago de aproximadamente US\$198 mil por concepto de intereses, se firmó el finiquito del caso y se presentó la solicitud de finalización del proceso conjunta. Con este escrito presentado el Juzgado resolvió la terminación del proceso, el levantamiento de los embargos y por ende la devolución de la garantía. Se encuentra pendiente únicamente la devolución de los intereses a la empresa por el depósito judicial que se hizo del pago al actor.

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

El 27 de abril del 2023 se recibió la devolución de intereses sobre el depósito judicial por parte del Juzgado por lo que no hay ninguna gestión pendiente en este proceso.

**n. Proceso de Lesividad 22-2412-1027-CA (Costa Rica).**

Fecha de inicio: 2022.

Actor: Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos.

Demandado: P.H. Don Pedro S.A.

Pretensión: reintegro de los supuestos montos pagados de más por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) a P.H. Don Pedro S.A., monto que sería calculado en ejecución de sentencia.

Estado del proceso: el escrito inicial de demanda fue presentado el 27 de abril del 2022. A pesar de que no se ha notificado a todas las partes y por ende no ha empezado a correr el plazo para la contestación, en representación de P.H. Don Pedro se presentó el escrito de contestación el 6 de diciembre de 2022.

Se deben notificar a todas las partes correctamente antes de avanzar a la siguiente etapa procesal. Existen amplias posibilidades de obtener un resultado favorable para P.H. Don Pedro S.A. en cumplimiento de la normativa aplicable y actuación de la administración en el proceso administrativo previo.

Al 30 de junio del 2023, no se han notificado a todas las partes, por lo que no se ha ordenado ninguna actuación adicional, ni se ha emitido resolución reciente para este proceso.

**o. Proceso ordinario agrario expediente 18-000036-0815-AG (Costa Rica).**

Actor: Jafet Rojas Picado.

Demandados: son P.H. Chucás, S.A. (en adelante “Chucás”) y Mario González Porras.

El 23 de marzo del año 2018, el señor Jafet Rojas Picado interpuso proceso ordinario agrario en contra del señor Mario González Porras, en virtud de un contrato de constitución de una sociedad de hecho, suscrito entre ambos, y la cual tenía por nombre “González & Rojas”. En el proceso interpuesto, el señor Jafet Rojas Picado solicita: **(i)** la anulación y/o nulidad relativa del arreglo extrajudicial suscrito por Mario González Porras y Chucás; **(ii)** el pago y condena de daños y perjuicios ocasionados por el incumplimiento del contrato de la sociedad de hecho; y **(iii)** la resolución del contrato social de constitución de la sociedad de hecho González & Rojas. Dicho proceso se tramita en el expediente 18-000036-0815-AG.

Por medio de la resolución de las 10:15 horas del 5 de abril del 2018, el Juzgado Agrario de Alajuela previno al señor Jafet Rojas Picado corregir la demanda, en cuanto a las pretensiones, y aportar toda aquella prueba que fue ofrecida pero no aportada. Así mismo, en dicha resolución **se ordenó al actor integrar la litis consorcio pasiva necesaria en relación con Chucás**. Es decir, el Juzgado de oficio ordenó al actor ampliar su demanda en contra de Chucás e incluir a esta como parte demandada del proceso.

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

Estado actual y situación procesal: Se convocó a la audiencia de recepción de pruebas para el 8 de marzo de 2023. La representación de Chucás tenía una audiencia programada para el mismo día, por lo que solicitó un escrito solicitando la reprogramación. Por motivo se reprogramó la audiencia para el día 15 de marzo de 2023. El actor solicitó la suspensión de la audiencia por motivos de salud.

Se considera que el proceso interpuesto por el señor Jafet Rojas posee graves defectos formales y el sustento jurídico en el que se ampara es débil. La jurisdicción agraria se caracteriza por ser proteccionista y ampararse en principios como la equidad y el trato justo, lo cual es un aspecto por tomar en cuenta, por cuanto ello podría incidir en el resultado del proceso. Los riesgos económicos que enfrenta Chucás por ser parte procesal en el proceso ordinario agrario son limitados, por cuanto independientemente del resultado del proceso, ya ha quedado consignado por parte del demandante que Chucás ha actuado conforme a la buena fe, con base en un acuerdo extrajudicial homologado por un Juez y bajo un proceso que cuenta ya con sentencia firme, y que no posee ningún tipo de responsabilidad en relación con los hechos que acontecieron y de los cuales nunca formó parte o fue legalmente notificada. Es decir, consideramos factible un resultado favorable para Chucás con una probabilidad de 95%. Tampoco existe riesgo alguno en cuanto a Mario González, dado que ya Chucás dio cumplimiento al acuerdo extrajudicial al que habían llegado, procediendo con el depósito del segundo tracto de la suma total. Un resultado adverso a los intereses de Chucás generaría el derecho de Chucás de recuperar cualquier suma de dinero contra Mario González.

La audiencia programada para el 15 de marzo de 2023 fue suspendida, y se resolvió fijar la nueva fecha de la audiencia para el 7 de julio de 2023, la cual también fue suspendida. La nueva citación se realizó el 1 de agosto de 2023, en esta audiencia se recibieron las declaraciones de las partes y testigos, y se presentó el perito contable para que las partes pudieran hacer preguntas en relación al informe contable rendido en el proceso. A la fecha no se ha notificado señalamiento para la siguiente actividad procesal.

**p. Juicio Laboral presentado por Marcelo Juarez (Guatemala).**

Fecha de inicio: 2022.

Pretensión: US\$100.000,00 (Indemnización, ventajas económicas, bono anual otorgado por Enel, horas extras y daños y perjuicios).

Objeto del juicio: Juicio laboral iniciado por Marcelo Juarez (extrabajador), quien aduce haber sido despedido injustificadamente. La defensa de Enel Guatemala se basa en que fue un despido con causa justificada por ser una violación al Código de Trabajo (que encuadra en una causal de despido directo) y a las políticas internas y el Código de Ética de Enel.

Estado actual y situación procesal: El 15 de julio de 2022, el Juzgado de primera instancia declaró sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez declarando que lo realizado por el extrabajador encuadra con la causal de despido que establece el Código de Trabajo y además violó las políticas internas y Código de Ética de Enel.

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

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

(En miles de pesos)

Marcelo Juarez apeló la sentencia y la Sala de Apelaciones (2ª instancia) el 27 de octubre de 2022 declaró parcialmente a favor del demandante el recurso de apelación y condenó a Enel Guatemala al pago de indemnización, daños y perjuicios y costas judiciales.

Con fecha 15 de noviembre de 2022 Enel Guatemala presentó acción de amparo (garantía constitucional) en contra de la sentencia de la Sala de Apelaciones. Se estima en un 50% las probabilidades de éxito para Enel, ya que se espera que el tribunal constitucional otorgue el amparo y confirme la sentencia de primera instancia la cual declaraba sin lugar la demanda planteada por Marcelo Juarez.

Al 30 de junio de 2023, el proceso continúa al despacho para fallo.

### **31. Mercado de derivados energéticos**

#### **Generación**

En mayo 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 30 de junio de 2023, existen contratos de venta y compra de futuros de energía vigentes por 32.76 GWh, con finalidad diferente a la cobertura del portafolio de contratación. A su vez, a 30 de junio 2023 se liquidaron 10,8 GWh, las cuales no fueron consideradas dentro de la estrategia de cobertura.

Las operaciones de futuros con Trading son respaldadas por garantías las cuales a 30 de junio 2023 ascienden en efectivo en \$92.767 y en TES \$1.094.333 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 Resolución CREG 101 020 de 2022 que define el traslado de los precios de contratos resultante del mecanismo propuesto por Derivex S.A E.S.P., Enel Colombia S.A. E.S.P., intentando mitigar el riesgo de exposición a bolsa de su mercado regulado, ha participado activamente en todas las subastas de cierre que forman precio de referencia con destino al mercado regulado pero no ha cerrado operaciones distintas a los 4 contratos adjudicados en el mes de diciembre de 2022 para el periodo comprendido entre mayo y agosto de 2023.

Las operaciones de futuros con cobertura son respaldadas por garantías las cuales a 30 de junio de 2023 ascienden en efectivo a \$114.304

Al 30 de junio de 2023 la valoración de Trading para Enel Colombia cierra así:

|              | <b>Operación</b> | <b>MTM</b>         | <b>No. Operaciones</b> |
|--------------|------------------|--------------------|------------------------|
| Generación   | Negocio          | \$(103.208)        | 66                     |
| Distribución | Negocio          | \$ 39.096          | 2                      |
| <b>Total</b> |                  | <b>\$ (64.112)</b> | <b>68</b>              |

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

**32. Información sobre valores razonables**

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

A continuación, se presenta los activos y pasivos financieros que presentan una variación entre el valor en libros y el valor razonable, al 30 de junio de 2023:

| Activos financieros (1)                              | Valor en libros         | Valor razonable         |
|--|-------------------------|-------------------------|
|  | Al 30 de junio 2023     |                         |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por cobrar, neto | \$ 2.194.980.181        | \$ 2.181.121.671        |
| <b>Pasivos financieros (2)</b>                       |                         |                         |
| Préstamos bancarios                                  | \$ 4.861.193.962        | \$ 5.267.008.987        |
| Bonos emitidos                                       | 2.654.047.624           | 2.684.984.910           |
| Obligaciones por leasing                             | 274.578.369             | 267.069.714             |
| <b>Total de pasivos</b>                              | <b>\$ 7.789.819.955</b> | <b>\$ 8.219.063.611</b> |

- (1) El Grupo evalúa las cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar a largo plazo, clasificándolas bajo el nivel 2 de jerarquía teniendo en cuenta que son observables en mercados similares. Se emplea para esta medición base de parámetros tales como las menores tasas de interés del mercado de productos con características similares al corte de junio de 2023, factores de riesgo de cada país en particular, la solvencia del cliente y las características de riesgo de la cartera financiada. Sobre la base de esta evaluación, se registran provisiones para contabilizar las pérdidas esperadas sobre estas cuentas por cobrar.
- (2) Las obligaciones y arrendamientos financieros se catalogan dentro del nivel 2 de jerarquía dado que se pueden llegar a negociar o tranzar en mercados activos a precios de mercado en la fecha de medición. El valor razonable se estima descontando los flujos de efectivo futuros utilizando las tasas disponibles para deudas con condiciones, riesgo de crédito y vencimientos similares. El Grupo emplea las tasas de descuento de la curva cero 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 30 de junio de 2023, el Grupo no presenta en su estado de situación financiera intermedio condensado consolidado activos o pasivos financieros medidos por su valor razonable.

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

**33. Categorías de activos y pasivos financieros**

Las categorías bajo NIIF 9 de los activos y pasivos financieros son las siguientes:

| Activos Financieros  | Al 30 de junio de 2023  |                       | Al 31 de diciembre de 2022 |                       |
|--|-------------------------|-----------------------|----------------------------|-----------------------|
|  | Corriente               | No Corriente          | Corriente                  | No Corriente          |
| <b>Costo Amortizado</b>  |                         |                       |                            |                       |
| Efectivo y equivalentes al efectivo  | \$ 2.298.558.430        | \$ -                  | \$ 1.215.342.798           | \$ -                  |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar, neto              | 2.140.393.857           | 54.586.324            | 1.877.569.647              | 61.470.109            |
| Cuentas por cobrar a entidades relacionadas                                  | 16.011.499              | -                     | 16.090.113                 | -                     |
| Otros activos financieros (*)  | 24.041.021              | 372.659.068           | (33.639.099)               | 435.461.643           |
| <b>Total Activos Financieros a Costo Amortizado</b>                          | <b>\$ 4.479.004.807</b> | <b>\$ 427.245.392</b> | <b>\$ 3.075.363.459</b>    | <b>\$ 496.931.752</b> |
| <b>Valor Razonable con cambios en Resultados</b>                             |                         |                       |                            |                       |
| Otros activos financieros  | -                       | -                     | 88.827.743                 | -                     |
| <b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en Resultados</b> | <b>\$ -</b>             | <b>\$ -</b>           | <b>\$ 88.827.743</b>       | <b>\$ -</b>           |
| <b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>                                    |                         |                       |                            |                       |
| Otros activos financieros  | 12.727.105              | 35.760.023            | 59.778.001                 | 65.204.240            |
| <b>Total Activos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b>        | <b>\$ 12.727.105</b>    | <b>\$ 35.760.023</b>  | <b>\$ 59.778.001</b>       | <b>\$ 65.204.240</b>  |

(\*) Corresponde al deterioro realizado al 31 de diciembre de 2022 bajo NIIF 9 de las compañías (Colombia ZE S.A.S., Bogotá ZE S.A.S., Usme ZE S.A.S y Fontibón ZE S.A.S) mantenidas para la venta

| Pasivos Financieros   | Al 30 de junio de 2023  |                         | Al 31 de diciembre de 2022 |                         |
|---|-------------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------------|
|   | Corriente               | No Corriente            | Corriente                  | No Corriente            |
| <b>Costo Amortizado</b>   |                         |                         |                            |                         |
| Otros pasivos financieros   | \$ 1.669.721.222        | \$ 6.120.098.733        | \$ 1.529.273.643           | \$ 5.930.600.508        |
| Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar                         | 2.645.083.426           | 282.959.048             | 1.956.448.087              | 330.205.607             |
| Cuentas por pagar a entidades relacionadas                            | 3.020.799.973           | 284.418.821             | 377.013.942                | 372.569.066             |
| <b>Total Pasivos Financieros a Costo Amortizado</b>                   | <b>\$ 7.335.604.621</b> | <b>\$ 6.687.476.602</b> | <b>\$ 3.862.735.672</b>    | <b>\$ 6.633.375.181</b> |
| <b>Valor Razonable con cambios en ORI</b>                             |                         |                         |                            |                         |
| Otros pasivos financieros   | 94.259.308              | 11.319.325              | 4.615.446                  | -                       |
| <b>Total Pasivos Financieros a Valor Razonable con cambios en ORI</b> | <b>\$ 94.259.308</b>    | <b>\$ 11.319.325</b>    | <b>\$ 4.615.446</b>        | <b>\$ -</b>             |

**34. Segmentos de Operación**

Enel Colombia S.A. E.S.P. y filiales, se han organizado internamente por segmentos operativos, que han sido definidos con base en la NIIF 8 Párrafo 9, que tiene como punto de partida, la segregación que solicitan los organismos decisorios 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 del Grupo, revisan los informes internos periódicamente.

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

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

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

|  |  |                   |
|--|--|-------------------|
|  |  | • Otros negocios. |
|--|--|-------------------|

Adicionalmente, estos segmentos cumplen con los umbrales cuantitativos para la determinación de segmentos sobre los que se debe informar al 30 de junio de 2023.

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

A continuación, la información financiera por segmentos:

| Resultados por segmentos para el período<br>enero - junio de 2023                    | Segmentos al 30 de junio 2023 |                         |                            | Total                   |
|--|-------------------------------|-------------------------|----------------------------|-------------------------|
|  | Generación                    | Distribución            | Eliminaciones<br>o ajustes |                         |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos                  | \$ 3.920.775.515              | \$ 4.051.641.773        | \$ (125.913.589)           | \$ 7.846.293.064        |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos     | 330.126.454                   | 116.816.833             | (446.943.287)              | -                       |
| <b>Ingresos de actividades ordinarias y otros ingresos de operación</b>              | <b>\$ 4.250.691.334</b>       | <b>\$ 4.168.458.606</b> | <b>\$ (572.856.876)</b>    | <b>\$ 7.846.293.064</b> |
| Aprovisionamientos y servicios   | (1.543.942.841)               | (2.362.165.398)         | (79.349.995)               | (3.826.758.244)         |
| Depreciación y amortización  | (253.645.289)                 | (262.893.936)           | -                          | (516.539.225)           |
| Gastos de Personal   | (137.800.864)                 | (147.329.054)           | -                          | (285.129.918)           |
| Otros ingresos (costos)  | (165.043.804)                 | (134.662.123)           | 46.563.594                 | (253.142.333)           |
| Ingresos financieros   | 56.949.998                    | 148.822.313             | (31.644.838)               | 174.127.473             |
| Gastos financieros   | (619.209.329)                 | (322.779.267)           | 31.644.838                 | (910.343.758)           |
| Diferencias en Cambio  | 28.796.374                    | 1.376.397               | -                          | 30.172.771              |
| Participación en la utilidad (pérdida) de participadas con participación patrimonial | (258.696.829)                 | (75.651.786)            | 339.017.895                | 7.669.280               |
| Resultado de otras inversiones   | 121.812.155                   | 2.428.619               | (114.046.990)              | 10.193.784              |
| Resultados en venta y disposición de activos   | (86.374)                      | (2.145.810)             | -                          | (2.232.184)             |
| <b>Otros rubros no monetarios:</b>   | <b>\$ (1.312.379)</b>         | <b>\$ (24.296.443)</b>  | <b>\$ -</b>                | <b>\$ (25.608.822)</b>  |
| Pérdidas por deterioro de activos financieros  | (1.312.379)                   | (24.296.443)            | -                          | (25.608.822)            |
| <b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>   | <b>\$ 1.478.512.152</b>       | <b>\$ 992.162.118</b>   | <b>\$ (221.972.382)</b>    | <b>\$ 2.248.701.888</b> |
| Gasto por impuesto de renta  | (584.519.079)                 | (342.693.861)           | -                          | (927.212.940)           |
| <b>Utilidad (pérdida) neta</b>   | <b>\$ 893.993.073</b>         | <b>\$ 649.468.257</b>   | <b>\$ (221.972.382)</b>    | <b>\$ 1.321.488.948</b> |

| Posición Financiera por segmentos al 30 de junio de 2023    | Segmentos al 30 de junio 2023 |                         |                            | Total                    |
|---|-------------------------------|-------------------------|----------------------------|--------------------------|
|   | Generación                    | Distribución            | Eliminaciones<br>o ajustes |                          |
| Propiedades, planta y equipo                                | \$ 15.814.502.450             | \$ 6.522.490.040        | \$ (83.790.878)            | \$ 22.253.201.612        |
| Activos Intangibles   | 1.159.391.007                 | 435.174.525             | (881.972)                  | 1.593.683.560            |
| Cuentas por cobrar  | 1.863.144.471                 | 1.464.849.508           | (1.117.002.299)            | 2.210.991.680            |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 4.596.153.208                 | 55.331.760              | (4.594.425.727)            | 57.059.241               |
| Otros Activos   | 2.734.204.844                 | 1.355.789.921           | (66.590.223)               | 4.023.404.542            |
| <b>Total Activos Operativos</b>                             | <b>\$ 26.167.395.980</b>      | <b>\$ 9.833.635.754</b> | <b>\$ (5.862.691.099)</b>  | <b>\$ 30.138.340.635</b> |
| Pasivos financieros   | 3.656.624.126                 | 4.238.774.462           | -                          | 7.895.398.588            |
| Cuentas por pagar   | 4.956.871.897                 | 2.416.304.749           | (1.139.915.378)            | 6.233.261.268            |
| Provisiones   | 530.029.585                   | 54.529.034              | -                          | 584.558.619              |
| Otros Pasivos   | 916.643.314                   | 623.615.839             | (1.977.316)                | 1.542.236.469            |
| <b>Total Pasivos Operativos</b>                             | <b>\$ 10.060.168.922</b>      | <b>\$ 7.333.224.084</b> | <b>\$ (1.137.938.062)</b>  | <b>\$ 16.255.454.944</b> |

| Resultados por segmentos para el período<br>enero - junio de 2023                | Ubicación Geográfica al 30 de junio 2023 |                      |                       |                       |                            | Total                   |
|--|--|----------------------|-----------------------|-----------------------|----------------------------|-------------------------|
|  | Colombia                                 | Costa Rica           | Panamá                | Guatemala             | Eliminaciones<br>o ajustes |                         |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de clientes externos              | \$ 7.212.907.462                         | \$ 34.436.881        | \$ 492.040.464        | \$ 232.821.846        | \$ (125.913.589)           | \$ 7.846.293.064        |
| Ingresos de actividades ordinarias procedentes de transacciones inter- segmentos | 446.943.287                              | -                    | -                     | -                     | (446.943.287)              | -                       |
| <b>Ingresos de actividades ordinarias</b>  | <b>\$ 7.659.850.749</b>                  | <b>\$ 34.436.881</b> | <b>\$ 492.040.464</b> | <b>\$ 232.821.846</b> | <b>\$ (572.856.876)</b>    | <b>\$ 7.846.293.064</b> |
| Aprovisionamientos y servicios   | (3.540.919.522)                          | (2.838.646)          | (231.915.738)         | (130.434.333)         | 79.349.995                 | (3.826.758.244)         |
| Depreciación y amortización  | (410.712.023)                            | (16.230.834)         | (59.685.735)          | (29.910.633)          | -                          | (516.539.225)           |
| Gastos de Personal   | (252.853.578)                            | (6.820.011)          | (14.038.299)          | (11.418.030)          | -                          | (285.129.918)           |
| Otros ingresos (costos)  | (172.247.259)                            | (60.416.579)         | (31.218.259)          | (35.823.830)          | 46.563.594                 | (253.142.333)           |

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

## Notas a los Estados Financieros Intermedios Condensados Consolidados

(En miles de pesos)

Resultados por segmentos para el periodo  
enero – junio de 2023

|  | Ubicación Geográfica al 30 de junio 2023 |                         |                       |                      |                         | Total                   |
|--|--|-------------------------|-----------------------|----------------------|-------------------------|-------------------------|
|  | Colombia                                 | Costa Rica              | Panamá                | Guatemala            | Eliminaciones o ajustes |                         |
| Ingresos por intereses   | 168.194.866                              | 9.238.968               | 24.556.909            | 3.781.568            | (31.644.838)            | 174.127.473             |
| Gastos por intereses   | (593.418.106)                            | (304.192.078)           | (42.594.675)          | (1.783.737)          | 31.644.838              | (910.343.758)           |
| Diferencias en Cambio  | 32.011.054                               | (1.564.561)             | (154.199)             | (119.523)            | -                       | 30.172.771              |
| Participación en la utilidad de participadas con participación patrimonial | (328.919.996)                            | -                       | 121.169.027           | 643.128              | 224.970.905             | 17.863.064              |
| Resultados en venta y disposición de activos                               | (2.281.208)                              | 9.185                   | -                     | 39.839               | -                       | (2.232.184)             |
| <b>Otros rubros no monetarios:</b>   | <b>\$ (25.152.811)</b>                   | <b>\$ 21.038</b>        | <b>\$ (566.660)</b>   | <b>\$ 89.611</b>     | <b>\$ -</b>             | <b>\$ (25.608.822)</b>  |
| Pérdidas por deterioro de activos financieros                              | (25.152.811)                             | 21.038                  | (566.660)             | 89.611               | -                       | (25.608.822)            |
| <b>Utilidad (pérdida) antes de impuestos</b>                               | <b>\$ 2.533.552.166</b>                  | <b>\$ (348.356.637)</b> | <b>\$ 257.592.835</b> | <b>\$ 27.885.906</b> | <b>\$ (221.972.382)</b> | <b>\$ 2.248.701.888</b> |
| Gasto (ingreso) por impuesto de renta                                      | (865.113.224)                            | 1.084.692               | (54.835.623)          | (8.348.785)          | -                       | (927.212.940)           |
| <b>Utilidad (pérdida) neta</b>   | <b>\$ 1.668.438.942</b>                  | <b>\$ (347.271.945)</b> | <b>\$ 202.757.212</b> | <b>\$ 19.537.121</b> | <b>\$ (221.972.382)</b> | <b>\$ 1.321.488.948</b> |

| Posición Financiera por segmentos                           | Ubicación Geográfica al 30 de junio 2023 |                        |                         |                        |                           | Total                   |
|---|--|------------------------|-------------------------|------------------------|---------------------------|-------------------------|
|   | Colombia                                 | Costa Rica             | Panamá                  | Guatemala              | Eliminaciones o ajustes   |                         |
| Propiedades, planta y equipo                                | \$18.723.918.521                         | \$129.680.951          | \$1.892.185.283         | \$1.591.207.735        | \$ (83.790.878)           | \$22.253.201.612        |
| Activos Intangibles   | 788.962.383                              | 189.155.882            | 563.136.700             | 53.310.567             | (881.972)                 | 1.593.683.560           |
| Cuentas por cobrar  | 1.996.466.962                            | 200.434.221            | 751.971.034             | 379.121.762            | (1.117.002.299)           | 2.210.991.680           |
| Inversiones en subsidiarias, negocios conjuntos y asociadas | 3.158.447.790                            | 718.705.949            | 774.244.586             | 86.643                 | (4.594.425.727)           | 57.059.241              |
| Otros Activos   | 3.204.465.339                            | 213.059.828            | 419.392.543             | 253.077.055            | (66.590.223)              | 4.023.404.542           |
| <b>Total Activos Operativos</b>                             | <b>\$27.872.260.995</b>                  | <b>\$1.451.036.831</b> | <b>\$ 4.400.930.146</b> | <b>\$2.276.803.762</b> | <b>\$ (5.862.691.099)</b> | <b>\$30.138.340.635</b> |
| Pasivos financieros   | 7.843.272.745                            | 2.558.599              | 20.348.979              | 29.218.265             | -                         | 7.895.398.588           |
| Cuentas por pagar   | 5.195.534.085                            | 598.878.212            | 1.328.385.541           | 250.378.808            | (1.139.915.378)           | 6.233.261.268           |
| Provisiones   | 558.179.725                              | -                      | 26.378.894              | -                      | -                         | 584.558.619             |
| Otros Pasivos   | 1.304.151.779                            | 36.886.097             | 185.181.619             | 14.039.658             | 1.977.316                 | 1.542.236.469           |
| <b>Total Pasivos Operativos</b>                             | <b>\$14.901.138.334</b>                  | <b>\$ 638.322.908</b>  | <b>\$ 1.560.295.033</b> | <b>\$ 293.636.731</b>  | <b>\$ (1.137.938.062)</b> | <b>\$16.255.454.944</b> |

### 35. Hechos relevantes

#### Acuerdo de venta 80% Sociedad Colombia ZE

El 21 de abril de 2023, la compañía AMPCI Ebus Colombia Holdings S.A.S. ahora denominada InfraBridge por cambio de razón social realizó la compra de 80% del capital social de Colombia ZE S.A.S., lo cual significa también a la compra del 80% del capital social de su subsidiaria Bogotá ZE S.A.S., y a su vez el 80% del capital social de Fontibón ZE S.A.S., y Usme ZE S.A.S, subsidiarias, de Bogotá ZE S.A.S. por un valor total de \$31.498.780 pesos colombianos.

#### Capitalización acciones Colombia ZE.

InfraBridge realizó una capitalización en la Compañía Colombia ZE S.A.S., por valor de \$ 64.100.099 para la emisión de 6.368.513 acciones ordinarias por un valor nominal de \$1.000 más una prima en colocación de acciones de \$9.065,16 por acción.

Como parte del proceso de la compra de estas compañías, se realizará la actualización del nombramiento de la Junta Directiva y los Representantes Legales de cada sociedad de acuerdo con las nuevas directrices que establezca InfraBridge.

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

**Transferencia de acciones de Enel Colombia S.A. E.S.P. a Enel Costa Rica CAM S.A. de P.H. Chucas S.A.**

El 15 de junio del 2023, la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., realizó un aporte adicional de capital a la sociedad Enel Costa Rica CAM, mediante la transferencia de 24.960 acciones comunes y nominativas que la sociedad Enel Colombia S.A. E.S.P., tenía en la sociedad P.H. Chucas S.A.

**Arbitraje interpuesto por P.H. Chucas S.A. al Instituto Costarricense de Electricidad (ICE)**

P.H. Chucás S.A. (Chucás) presentó la Solicitud de Arbitraje en contra del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) el 14 de julio de 2020, ante el CICA-AmCham, con el fin de obtener el reconocimiento de los mayores costos incurridos para la construcción de la planta Chucás y reconocimiento de la ampliación del plazo para concluir la construcción de la obra para dejar sin efectos la cancelación de la multa impuesta por el ICE por un presunto retraso en la finalización de las obras. El número de expediente asignado al proceso es 607-2020/AR-CICA. El ICE fue notificado de la Solicitud de Arbitraje el 31 de julio de 2020. Por medio de la resolución 7 del Tribunal Arbitral, se rechazó la excepción de falta de competencia presentada por el ICE, confirmándose que el Tribunal Arbitral era competente para conocer de la totalidad de las pretensiones de la demanda y de la controversia. El ICE presentó recurso de revocatoria con apelación en subsidio en contra de la resolución 7 del Tribunal Arbitral el 6 de agosto de 2021. Mediante resolución 8, el Tribunal Arbitral rechazó el recurso de revocatoria interpuesto por el ICE y elevó el recurso de apelación para que fuera conocido por la Sala Primera. El expediente arbitral fue remitido a la Sala Primera, en donde se le asignó el número de expediente judicial 21-000103-0004-AR. El voto No. 001157-C-S1-2022 de las 12:18 horas del 12 de mayo de 2022, dictado por la Sala Primera, acogió el recurso de apelación que el ICE interpuso en contra de la resolución que dictó el Tribunal Arbitral declarándose competente para conocer de la controversia. En consecuencia, la Sala Primera declaró incompetente al Tribunal Arbitral. En contra del voto No. 001157-C-S1-2022 de la Sala Primera, Chucás interpuso una Demanda de revisión, que se tramita bajo el expediente 22-000084-0004-AR. El 27 de junio de 2023, se notificó a Chucás el voto No. 000788-A-S1-2023 de las 14:12 horas del 31 de mayo de 2023 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia, mediante el cual se rechazó de plano la Demanda de Revisión interpuesta.

En consecuencia, no hay ningún recurso disponible en contra del voto No. 000788-A-S1-2023 de las 14:12 horas del 31 de mayo de 2023 de la Sala Primera de la Corte Suprema de Justicia que modifique lo resuelto y ya no existe ningún proceso pendiente de ser resuelto que haya sido interpuesto para combatir el voto No. 001157-C-S1-2022 de las 12:18 horas del 12 de mayo de 2022, mediante el cual la Sala Primera declaró la falta de competencia del tribunal arbitral para resolver la controversia en contra del ICE. Al no haber ningún proceso pendiente de resolver, el arbitraje interpuesto por Chucás en contra del ICE que se tramita bajo el expediente 607-2020/AR-CICA será archivado. Las medidas cautelares que fueron dictadas dentro del proceso 17-002743-1027-CA y que suspendieron el cobro parcial del primer tracto de multas interpuestas por el ICE en contra de Chucás por la entrada tardía de operación de la Planta Hidroeléctrica Chucás serán levantadas, al no haber ningún proceso principal que las soporte, quedando posibilitado el ICE para efectuar su cobro.

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

**Suspensión Proyecto Windpeshi**

El 24 de mayo de 2023 la Junta Directiva autorizó al Gerente General para: (i) suspender indefinidamente la ejecución del Proyecto Eólico Windpeshi en el departamento de La Guajira y adelantar, ejecutar y suscribir todos los actos y documentos necesarios para tal fin, buscando la protección de valor del Grupo y (ii) evaluar y analizar los escenarios de venta del Proyecto y/o de las turbinas y equipos adquiridos para el mismo.

**36. Reclasificación en los estados financieros**

En el estado de resultados intermedio condensado consolidado y en la nota 26 - Gastos financieros, para efectos de comparabilidad al 30 de junio de 2022, se reclasificó del rubro de gastos financieros al rubro de pérdidas por deterioro un total de \$2.130.247.

**37. Eventos subsecuentes**

**Venta Central Cartagena y Sociedad Portuaria Central Cartagena S.A.**

El 12 de julio de 2023 se suscribió con SMN Termocartagena S.A.S., el contrato de compraventa, para la enajenación de la planta de generación de energía térmica denominada Central Cartagena ubicada en Mamonal, área industrial de Cartagena, Bolívar, Colombia y el 100% de la participación de Sociedad Portuaria Central Cartagena S. A. concesionaria de los Permisos Portuarios necesarios para la operación de la Central. El acuerdo empezará a regir a partir del 1 de diciembre de 2023, fecha desde la cual el grupo SMN asumirá la administración y operación de esta planta generadora de energía.

**Laudo Arbitral Quimbo**

El 7 de julio de 2023, se notificó al Grupo el laudo arbitral desfavorable dentro del trámite iniciado por el Consorcio Obras Quimbo contra el Grupo, iniciado con ocasión a la ejecución del contrato para la construcción de las vías sustitutivas del proyecto el Quimbo. Con la demanda pretendían la devolución de \$8.937.735, producto de la ejecución de la garantía bancaria de cumplimiento por parte del Grupo.

Este Laudo será gestionado por el Grupo a través de recurso de anulación, dado que el fallo adolece de serios defectos que pueden dar lugar a su revocación. El litigio está calificado como posible (49% de probabilidades de tener fallo en contra).

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

**Cambios Junta Directiva**

El 12 de julio de 2023, mediante Acta 109 de Asamblea Extraordinaria de Accionistas, se aprobó la plancha de Junta Directiva en los términos expuestos a continuación:

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



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

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

[www.kpmg.com/co](http://www.kpmg.com/co)

## **INFORME DEL REVISOR FISCAL SOBRE EL REPORTE EN LENGUAJE eXTENSIBLE BUSINESS REPORTING LANGUAGE (XBRL)**

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

### **Introducción**

He revisado el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL) al 30 de junio de 2023 de Enel Colombia S.A. E.S.P. y sus Filiales (el Grupo), que incorpora la información financiera intermedia condensada consolidada, la cual comprende:

- el estado de situación financiera intermedio condensado consolidado al 30 de junio de 2023;
- el estado de resultados intermedio condensado consolidado y el estado del otro resultado integral intermedio condensado consolidado por los períodos de tres y seis meses que terminaron el 30 de junio de 2023;
- el estado de cambios en el patrimonio intermedio condensado consolidado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023;
- el estado de flujos de efectivo intermedio condensado consolidado por el período de seis meses que terminó el 30 de junio de 2023; 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 condensada consolidada de acuerdo con la Norma Internacional de Contabilidad 34 (NIC 34) – Información Financiera Intermedia contenida en las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia, 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 condensada consolidada, basada en mi revisión.

### **Alcance de la revisión**

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

Internacionales de Auditoría aceptadas en Colombia y, por consiguiente, no me permite obtener seguridad de haber conocido todos los asuntos significativos que hubiera podido identificar en una auditoría. Por lo tanto, no expreso una opinión de auditoría.

### **Conclusión**

Basada en mi revisión, nada ha llamado mi atención que me haga suponer que el reporte en lenguaje eXtensible Business Reporting Language (XBRL), que incorpora la información financiera intermedia condensada consolidada de Enel Colombia S.A. E.S.P. al 30 de junio de 2023, 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.

 Digitally signed by  
Andrea Rodríguez M.  
Date: 2023.08.11  
10:23:00 -05'00'

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

11 de agosto de 2023