

## 1. Identificador del prestador

- 1.1. **Nombre o razón social:** COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. – CEO S.A.S. E.S.P.
- 1.2. **NIT:** 900366010-1- ID (SUI-RUPS) 23442
- 1.3. **Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:** Energía Eléctrica.
- 1.4. **Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección:** Distribución y Comercialización
- 1.5. **Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar:** 01 de agosto de 2010

## 2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

- 2.1. **Año del programa al que pertenece la acción:** 2022
- 2.2. **Clase acción:** Vigilancia  Inspección
- 2.3. **Motivo de la acción:** Especial  Detallada  Concreta
- 2.4. **Origen causal de la acción:** Clasificación de nivel de riesgo  Perfilamiento de riesgo  Evaluación de Gestión y Resultados  Monitoreo de planes  Denuncia ciudadana (Petición de interés general)
- 2.5. **Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción:** Carrera 7 # 1N - 28 Edificio Negret Piso 4, Cauca, Popayán.

## 3. Delimitación del marco de evaluación

- 3.1. **Criterios evaluados:** Aspectos administrativos, financieros, comerciales, técnicos, gestión del riesgo, reglas de comportamiento y reporte de información al SUI.

### **3.2. Marco temporal de evaluación: 2022**

### **4. Descripción de lo desarrollado:**

Se realiza la Evaluación Integral a la empresa COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. (en adelante «CEO»), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

#### **4.1. Información fuente usada:**

CEO, a través de radicados No. SSPD 20235292974912, SSPD 20235292976862 del 15 de agosto de 2023, SSPD 20235293038132 del 18 de agosto de 2023, SSPD 20235293067272 del 28 de agosto de 2023, SSPD 20235293348682 del 08 de septiembre de 2023, SSPD 20235293391212 del 12 de septiembre de 2023, SSPD 20235293464302 del 18 de septiembre de 2023 y SSPD 20235293525932 del 21 de septiembre de 2023 remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La misma fue complementada mediante solicitud verbal en la fecha de la visita los días 28, 29 y 30 de agosto de 2023 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI).

#### **4.2. Requerimientos realizados:**

La Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, requirió a la empresa con radicado SSPD No. 20232202695101 del 31 de julio de 2023, sobre información referente de cada uno de los aspectos que se evaluaría en el transcurso de toda la evaluación integral.

Asimismo, mediante comunicación SSPD No. 20232202903111 del 15 de agosto de 2023, enviada al correo electrónico [cia.energetica@ceoesp.com](mailto:cia.energetica@ceoesp.com), la Superintendencia informó de los aspectos a revisar en el marco de la visita de inspección de la Evaluación Integral en la ciudad de Popayán, Cauca.

#### **4.3. Estado de respuesta de requerimientos:**

Luego de verificación de la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita de inspección y es entregada en su gran mayoría en la misma. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de CEO.

#### **4.4. Evaluaciones realizadas:**

Dentro del proceso de Evaluación Integral se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas de comportamiento, gestión de riegos, RETIE y estado de reporte de información al SUI, entre otros. En este documento se presentará el detalle de los aspectos anteriormente mencionados para la vigencia 2022, además de identificar acciones correctivas y recomendaciones que tienen por objeto la mejora en los procesos internos de la empresa y el cumplimiento a la normativa vigente. En ese sentido, se inicia con una breve descripción de la empresa.

##### **4.4.1. Descripción General de la Empresa**

La empresa COMPAÑÍA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P., en adelante CEO, fue constituida en el año 2010. Desarrolla las actividades de Distribución y Comercialización de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional desde el 01 de agosto de 2010. Su capital suscrito y pagado asciende a 65 000 millones COP en el año 2022. La Tabla 1 presenta la información general de la empresa.

**Tabla 1. Datos generales de la empresa**

<b>Tipo de Sociedad:</b>	Sociedad por acciones simplificada
<b>Razón social:</b>	Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.
<b>Sigla:</b>	CEO
<b>NIT:</b>	900366010 - 1
<b>ID RUPS:</b>	23442

<b>Representante legal:</b>	Omar Serrano Rueda
<b>Actividad desarrollada:</b>	Distribución y comercialización
<b>Año de entrada en operación:</b>	2010
<b>Auditor – AEGR:</b>	Deloitte asesores y consultores Ltda
<b>Clasificación:</b>	Sistema Interconectado Nacional
<b>Fecha última actualización RUPS:</b>	12/04/2023

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).

#### 4.4.2. Aspectos administrativos y financieros

En esta sección se abordan las actividades evaluadas con relación a los aspectos administrativos y financieros de la empresa CEO.

**Tabla 2. Composición accionaria**

<b>Socio</b>	<b>Participación</b>
PROMIGAS S.A. E.S.P.	49,00%
GASES DE OCCIDENTE SA ESP	51,00%

Fuente: Sistema Único de Información (SUI).



CEO es una empresa de servicios públicos domiciliarios (ESP) de naturaleza 100% privada. Sus accionistas son PROMIGAS S.A. E.S.P., con una participación del 49,00% y GASES DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P., con el 51,00% como se observa en la Tabla 2.

**Tabla 3. Planta de personal**

<b>Gerencia</b>	<b>Directo</b>	<b>Otro</b>
Asuntos corporativos	9	2
Comercial	124	13
Financiera y Administrativa	45	12
General	9	1
Técnica	137	30
<b>Total general</b>	<b>324</b>	<b>58</b>

Fuente: Información suministrada por el prestador

CEO tiene una planta de personal de 382 empleados, de los cuales el 43,7% están en la gerencia técnica, el 35,9% en la comercial y el restante 20,4% en las áreas financieras, general

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

y de asuntos corporativos. Del total de empleados, el 84,8% están contratados de forma directa y el 15,2% restante bajo la modalidad temporal y de aprendiz (Ver Tabla 3).

#### **4.4.2.1.1. Informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados (AEGR)**

Sobre los resultados financieros de la vigencia 2022 el AEGR manifiesta que:

*«De acuerdo con la información suministrada por la administración de CEO, que incluye tanto los estados financieros auditados y la opinión sin salvedades del revisor fiscal al 31 de diciembre de 2022, como la valoración de los riesgos financieros en su matriz de riesgos, no observamos situaciones allí descritas que puedan llegar a afectar la capacidad de la compañía para obtener los recursos necesarios que le permitan prestar el servicio público en el corto, mediano y largo plazo o las condiciones para dar continuidad a la prestación del servicio público domiciliario en el corto y mediano plazo. Frente a los estados financieros prospectivos de 2023, 2024 y 2025, elaborados por CEO, están sujetos a incertidumbres relacionadas con el efecto que se puedan generar por cambios legislativos, en las variables macroeconómicas y en la realidad social y política del país en el corto, mediano y largo plazo. En virtud del carácter incierto con el que cuenta cualquier tipo de información basada en expectativas, normalmente se producirán diferencias entre los resultados proyectados y los reales que, en ocasiones, podrían llegar a ser significativas. Por todo esto, no podemos asumir responsabilidad alguna con respecto a la materialización de dichas diferencias, ni con respecto a la actualización necesaria de las proyecciones que habría de realizarse como consecuencia de aquellos hechos y circunstancias que se produzcan después de la realización de este informe.»*

#### **4.4.2.1.2. Estado de situación financiera**

A partir de la información reportada por la empresa al SUI, a través de los formatos financieros en XBRL, se presenta en la Tabla 4 el Estado de Situación Financiera para los años 2021 y

2022, con su respectivo análisis horizontal (tasa de variación porcentual) y análisis vertical (participación de cada componente en el activo total).

**Tabla 4. Estado de Situación Financiera. Comparativos 2021-2022.**

CONCEPTO FINANCIERO	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Efectivo y equivalentes al efectivo	18.545	14.392	28,9	1,9
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	112.361	67.792	65,7	11,5
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	11.195	11.299	-0,9	1,1
Otras cuentas por cobrar corrientes	8.742	4.645	88,2	0,9
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes</b>	<b>132.298</b>	<b>83.737</b>	<b>58,0</b>	<b>13,6</b>
Inventarios corrientes	49.569	33.467	48,1	5,1
Otros activos financieros corrientes	63.464	71.347	-11,0	6,5
Otros activos no financieros corrientes	48.127	33.613	43,2	4,9
<b>Total de activos corrientes</b>	<b>318.883</b>	<b>246.704</b>	<b>29,3</b>	<b>32,7</b>
Propiedades, planta y equipo	16.180	13.846	16,9	1,7
Activos intangibles distintos de la plusvalía	511.020	479.280	6,6	52,5
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	10.185	10.228	-0,4	1,0
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	49.106	24.813	97,9	5,0
<b>Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes</b>	<b>59.291</b>	<b>35.041</b>	<b>69,2</b>	<b>6,1</b>
Activos por impuestos diferidos	68.034	63.321	7,4	7,0
Otros activos no financieros no corrientes	318	364	-12,5	0,0
<b>Total de activos no corrientes</b>	<b>654.842</b>	<b>591.852</b>	<b>10,6</b>	<b>67,3</b>
<b>Total de activos</b>	<b>973.725</b>	<b>838.556</b>	<b>16,1</b>	<b>100,0</b>
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	1.899	1.699	11,8	0,2
Otras provisiones corrientes	15.808	4.496	251,6	1,6
<b>Total provisiones corrientes</b>	<b>17.707</b>	<b>6.195</b>	<b>185,8</b>	<b>1,8</b>
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	40.422	29.451	37,3	4,2
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	4.763	9.917	-52,0	0,5
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	14.145	12.017	17,7	1,5
<b>Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes</b>	<b>59.330</b>	<b>51.384</b>	<b>15,5</b>	<b>6,1</b>

CONCEPTO FINANCIERO	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Obligaciones financieras corrientes	32.100	17.206	86,6	3,3
Otros pasivos no financieros corrientes	75.104	48.597	54,5	7,7
<b>Total pasivos corrientes</b>	<b>184.241</b>	<b>123.383</b>	<b>49,3</b>	<b>18,9</b>
Otras provisiones no corrientes	126.933	146.896	-13,6	13,0
<b>Total provisiones no corrientes</b>	<b>126.933</b>	<b>146.896</b>	<b>-13,6</b>	<b>13,0</b>
Obligaciones financieras no corrientes	524.809	432.812	21,3	53,9
<b>Total de pasivos no corrientes</b>	<b>651.742</b>	<b>579.708</b>	<b>12,4</b>	<b>66,9</b>
<b>Total pasivos</b>	<b>835.984</b>	<b>703.091</b>	<b>18,9</b>	<b>85,9</b>
Capital emitido	65.000	65.000	0,0	6,7
Prima de emisión	110.236	110.236	0,0	11,3
Ganancias acumuladas	-57.320	-59.597	-3,8	-5,9
Efectos por adopción NIF	-99.631	-99.631	0,0	-10,2
Otras reservas	19.825	19.825	0,0	2,0
<b>Patrimonio total</b>	<b>137.741</b>	<b>135.465</b>	<b>1,7</b>	<b>14,1</b>
<b>Total patrimonio y pasivos</b>	<b>973.725</b>	<b>838.556</b>	<b>16,1</b>	<b>100,0</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En el año 2022 CEO tuvo un activo total por valor de 973 725 millones COP, que creció un 16,1% frente al 2021. Esta variación obedece a que los activos corrientes aumentaron un 29,3%, llegando a los 318 883 millones COP, y que los activos no corrientes tuvieron un crecimiento del 10,6%, ubicándose en los 654 842 millones COP.

Por su parte, el total de pasivos alcanzó un total de 835 984 millones COP, con un crecimiento del 18,9%, resultado de una variación del 49,3% de los pasivos corrientes, que se ubican en 184 241 millones COP en el 2022, y de un crecimiento del 12,4% de los pasivos no corrientes, que alcanzaron los 651 742 millones COP.

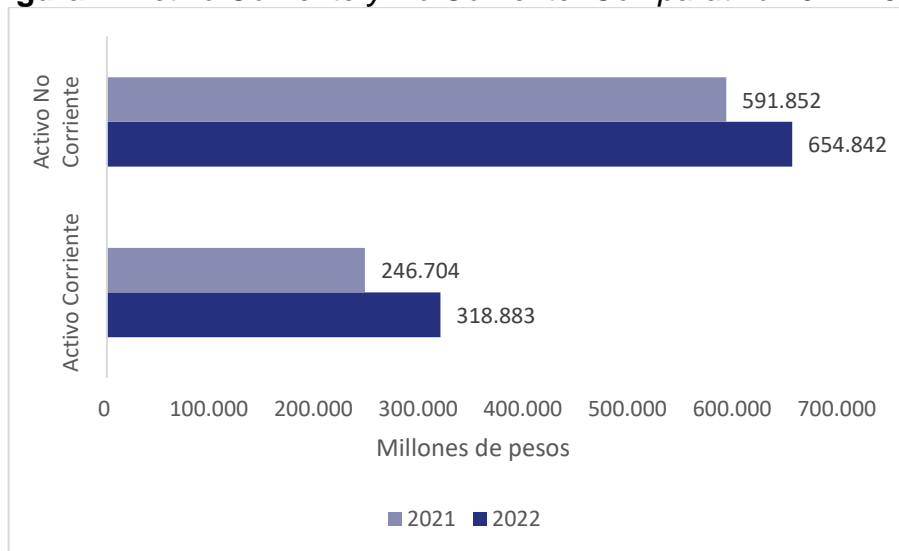
En las siguientes secciones se presenta una explicación detallada de cada uno de los componentes del Estado de Situación Financiera.

#### **4.4.2.1.3. Activos**

La

Figura 1 muestra los valores del activo corriente y no corriente de CEO, para los años 2021 y 2022

**Figura 1. Activo Corriente y No Corriente. Comparativo 2021-2022**



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Para el año 2022, los activos corrientes de CEO alcanzaron un total de 318 883 millones COP, creciendo un 29,3% frente al 2021. Este comportamiento se explica principalmente por las cuentas por cobrar corrientes, que crecen un 58,0% y aportan 19,7 puntos porcentuales (en adelante pp) a la variación del activo corriente y los inventarios corrientes que aumentan un 48,1% y aportan 6,5 pp.

**Tabla 5. Cuentas por cobrar. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
<b>Porción Corriente</b>	<b>132.298</b>	<b>83.737</b>	<b>58,0</b>
Cuentas por Cobrar	126.133	79.934	57,8
Otras Cuentas por Cobrar	6.165	3.802	62,1
<b>Porción No Corriente</b>	<b>59.291</b>	<b>35.041</b>	<b>69,2</b>
Cuentas por Cobrar	58.779	34.422	70,8
Otras Cuentas por Cobrar	512	619	-17,3
<b>Total</b>	<b>191.589</b>	<b>118.778</b>	<b>61,3</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.



El total de las cuentas por cobrar de CEO aumentó un 61,3% entre el 2021 y 2022, llegando a los 191 589 millones COP, donde la porción corriente creció un 58%, principalmente debido a las cuentas comerciales, las cuales hacen referencia a todo lo relacionado con la distribución y comercialización de energía. En el caso de la porción no corriente, que creció un 69,2%, se encuentra que el comportamiento se explica por las cuentas comerciales no corrientes, que aumentaron un 70,8% (Ver Tabla 5). Cabe resaltar que, de acuerdo con las notas a los estados financieros, CEO tiene un plan para recuperar cartera a diez años, comenzando por un aproximado de 13 951 millones COP para el 2024.

La Tabla 6 presenta un detalle de la composición de los inventarios corrientes de la empresa, con corte al 31 de diciembre del 2022.

**Tabla 6. Inventarios. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Mercancías en Existencias	4.842	4.996	-3,1
Materiales para la Prestación de Servicios	35.619	22.555	57,9
Inventarios en Poder de Terceros	13.364	10.021	33,4
Deterioro de Inventarios	-4.257	-4.106	3,7
<b>Total</b>	<b>49.569</b>	<b>33.467</b>	<b>48,1</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Los inventarios de CEO en el 2022 ascienden a 49 569 millones COP, presentando un incremento del 48,1% frente al 2021. La mayor parte se encuentra en los materiales para la prestación del servicio, los cuales tuvieron un crecimiento del 57,9% frente al año anterior. De forma similar, los inventarios en poder de terceros aumentaron un 33,4%, mientras que las mercancías en existencias cayeron un 3,1%. El comportamiento mostrado en el deterioro de inventarios corresponde al incremento en los saldos, así como la depreciación cargada al costo de las mercancías.

**Tabla 7. Activos intangibles distintos a la plusvalía. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Derechos de la concesión	22.308	24.081	-7,4
Equipo de computación concesionados	413	0	
Compromiso plan de inversión	157.781	179.377	-12,0
Plan de inversión mayor inversión	230.781	177.457	30,0
<b>Total</b>	<b>411.284</b>	<b>380.914</b>	<b>8,0</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Uno de los aspectos financieros que más resaltan para CEO es que cuentan con una propiedad planta y equipo propia relativamente pequeña, siendo esta de 16 180 millones COP en el 2022 y pesando un 1,7% de los activos totales. En su lugar, la empresa cuenta con que la mayor parte de sus recursos físicos para la operación están bajo la modalidad de arrendamiento, mediante un contrato de concesión con Centrales Eléctricas del Cauca S.A. (Cedelca), en donde CEO figura como operador de los activos.

Los rubros relacionados con el contrato de concesión se registran en los activos intangibles distintos a la plusvalía, que se detallan en la Tabla 7. Para el 2022 el total de estos activos alcanzó los 411 284 millones COP, creciendo un 8,0% frente al 2021, y representando un 52,5% de los activos totales. La variación positiva obedece al incremento en el plan de inversión, que para el 2022 alcanzó los 230 781 millones COP, aumentando un 30,0%. Por otra parte, los compromisos de plan de inversión se reducen en un 12,0% y los derechos de la concesión en un 7,4%.

De acuerdo con las condiciones del contrato de concesión, el gestor (CEO) tiene el derecho pleno de usufructo de los activos de la empresa (Cedelca), durante los 25 años de duración, que iniciaron en el 2010 y finalizan en el 2035. Esto también implica que CEO tiene a su cargo los costos de mantenimiento y operación de los activos. Así mismo, y según lo dicho por CEO durante la visita de evaluación integral, el gestor debe:

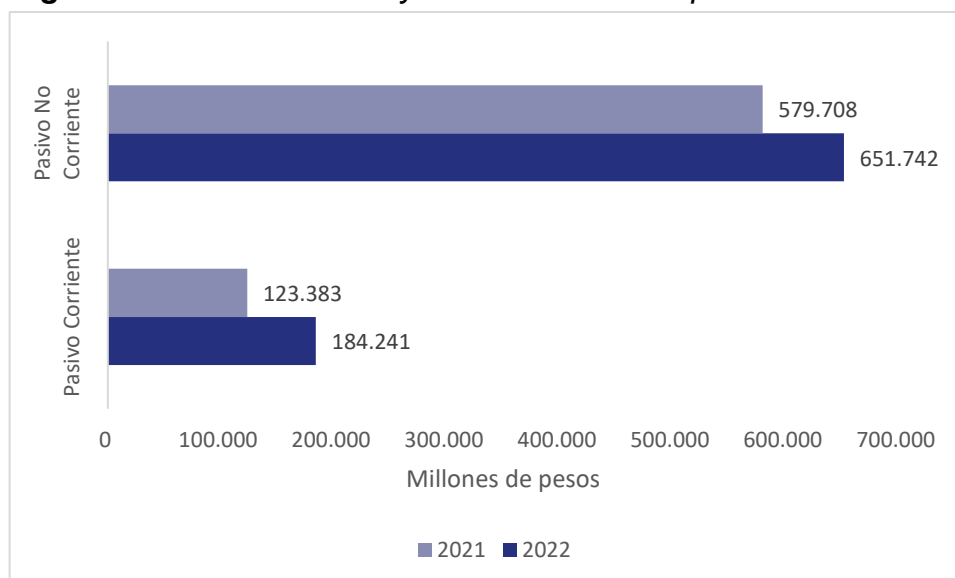
*«Ejecutar un plan de expansión, reposición, y mejoramiento de la infraestructura para el desarrollo de los servicios de comercialización y distribución en el mercado de comercialización de Cedelca tendientes a mantener y/o rehabilitar las redes existentes de manera que las mismas operen de manera óptima. El Plan de Inversiones tiene un monto definido que se estima a precios corrientes mediante técnicas de ajuste al valor presente neto, se utiliza el TES (Títulos de deuda pública emitidos por la Tesorería General de la Nación) como tasa de descuento. Se reconocen cambios en la provisión resultado de cambios en la tasa de descuento. La utilización de provisión corresponde a los proyectos realizados según el compromiso adquirido con Cedelca»*

En este sentido, la contabilización del valor de las inversiones de CEO se relaciona directamente por los incrementos ocasionados en los activos intangibles y no, necesariamente, a la variación anual de la propiedad, planta y equipo.

#### **4.4.2.1.4. Pasivos**

La Figura 2 presenta los valores del pasivo corriente y no corriente de CEO para los años 2021 y 2022 comparados.

**Figura 2. Pasivo Corriente y No Corriente. Comparativo 2021-2022**



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Para el año 2022, los pasivos totales de CEO aumentaron un 18,9%, llegando a los 835 984 millones COP, de los cuales 184 241 corresponden al pasivo corriente (que creció un 49,3%) y 651 742 millones COP al pasivo no corriente, que creció un 12,4% entre el 2021 y 2022.

Del 49,3% que aumenta el pasivo no corriente, se encuentra que los otros pasivos no financieros corrientes aportan la mayor parte con 21,5 pp, seguido de las obligaciones financieras con 12,1 pp, las provisiones corrientes contribuyen con 9,3 pp y el total de cuentas por cobrar corriente aporta 6,4 pp. Las siguientes tablas presentan una desagregación de los principales rubros que contribuyen al crecimiento del pasivo corriente.

**Tabla 8. Otros pasivos no financieros corrientes. Comparativos 2021-2022**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Recaudo a favor de terceros	8.507	7.117	19,5
Retenciones y auto retenciones en la fuente	4.072	3.187	27,8
Retención de industria y comercio por pagar	548	434	26,2
Impuesto de industria y comercio por pagar	8.114	6.071	33,6
IVA por pagar	327	247	32,3
Depósitos recibidos por terceros	49.407	28.471	73,5
Ingresos recibidos por anticipado	4.130	3.070	34,5
<b>Total</b>	<b>75.104</b>	<b>48.597</b>	<b>54,5</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En el 2022, los otros pasivos no financieros de CEO (Ver Tabla 8), aumentaron un 54,5%, llegando a los 75 104 millones COP. Los depósitos a terceros constituyen la mayor parte, con 49 407 millones COP, y una variación del 73,5%. Estos depósitos corresponden a subsidios del Fondo de Energía Social (FOES) y del Fondo Financiero para el Energización de las Zonas Rurales Interconectadas (FAER), entregados por el Ministerio de Minas y Energía para la cobertura de planes, programas y proyectos de inversión priorizados, así como la construcción e instalación de nueva infraestructura eléctrica con el objetivo de mejorar la satisfacción de la demanda de energía en las zonas rurales interconectadas.

Además de lo anterior, CEO tuvo en el 2022 un total de 13 061 millones COP por pagar en rubros relacionados con impuestos, tales como retenciones en la fuente, industria y comercio e IVA. Esta agregación, comparada con el año 2021 tuvo un crecimiento del 31,4%, frente a los 9 938 millones COP alcanzados en esa vigencia.

**Tabla 9. Obligaciones Financieras. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
<b>Porción Corriente</b>	<b>32.100</b>	<b>17.206</b>	<b>86,6</b>
Créditos en moneda nacional	19.123	8.788	117,6
Pasivos por arrendamientos	8.449	7.228	16,9
Intereses por pagar	4.528	1.191	280,3
<b>Porción No Corriente</b>	<b>524.809</b>	<b>432.812</b>	<b>21,3</b>
Créditos en moneda nacional	385.392	294.010	31,1
Pasivos por arrendamientos	139.418	138.802	0,4
<b>Total</b>	<b>556.909</b>	<b>450.018</b>	<b>23,8</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

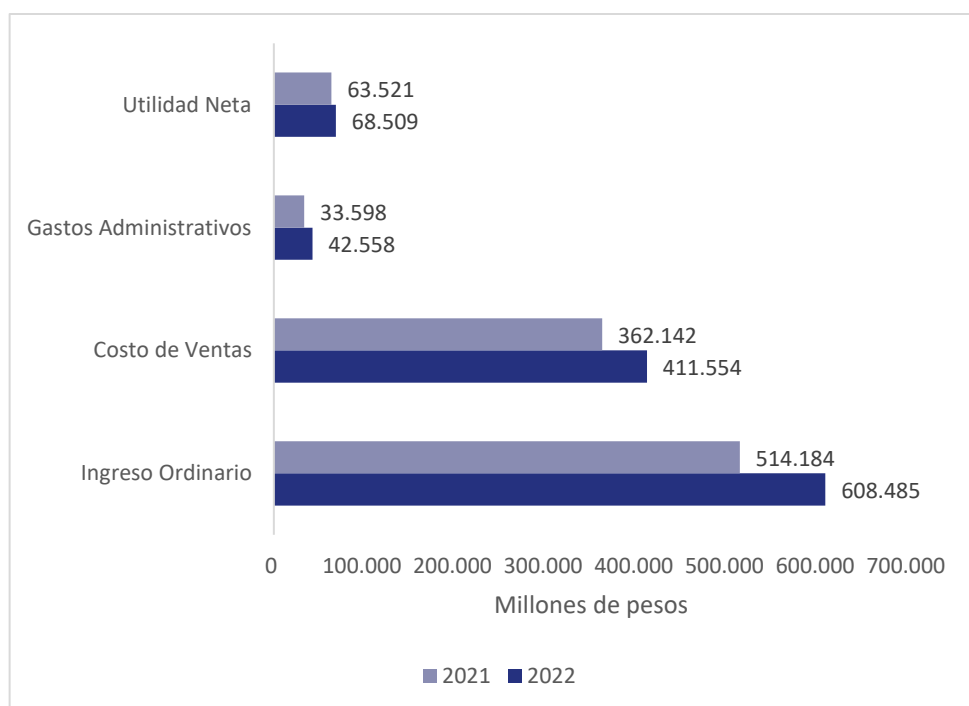
Como se observa en la Tabla 9, el total de las obligaciones corrientes de CEO llegó a los 556 909 millones COP en el 2022, creciendo un 23,8% frente al 2021. La porción corriente asciende a 32 100 millones COP, con un crecimiento del 86,6%, que resulta de un incremento del 117,6% en los créditos obtenidos en moneda nacional. Al respecto, en la vista de evaluación integral el prestador manifestó que, debido a la coyuntura económica de aumento de inflación en el 2022 y el consecuente incremento de tasas de interés, la empresa optó por un plan de reestructuración de deuda, para convertir los instrumentos de tasa variable en tasa fija.

De forma similar, la porción no corriente aumentó un 21,3% llegando a los 524 809 millones COP, donde la mayor parte correspondió a la parte no corriente de los créditos en moneda nacional, que aumentó un 31,1%, debido a también a la estrategia de reestructuración de deuda.

#### 4.4.2.1.5. Estado de resultados

La Figura 3, muestra los principales rubros del Estado de Resultados Integral de CEO para el 2022 y comparativo 2021.

**Figura 3. Ingreso Ordinario, Costo de Ventas, Gastos Administrativos y Utilidad Neta. Comparativo 2021-2022**



Fuente: SUI – Cálculo y elaboración: DTGE.

En el año 2022, CEO presentó un incremento de sus ingresos ordinarios del 18,3%, a su vez un aumento del costo de ventas del 13,6% y en la utilidad neta del 7,9%

La Tabla 10 muestra el Estado de Resultados Integral completo del prestador, con sus respectivos crecimientos (análisis horizontal) y participaciones frente al ingreso (análisis vertical).

**Tabla 10. Estado de Resultados Integral. Comparativos 2021-2022.**

CONCEPTO FINANCIERO	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
<b>Ingresos de actividades ordinarias</b>	<b>608.485</b>	<b>514.184</b>	<b>18,3</b>	<b>100,0</b>
Costo de ventas	411.554	362.142	13,6	67,6
Ganancia bruta	196.930	152.043	29,5	32,4
Otros ingresos	0	1	-100,0	0,0
Gastos de administración	42.558	33.598	26,7	7,0
Otros gastos	1.089	1.212	-10,2	0,2
Otras ganancias (pérdidas)	-414	-413	0,2	-0,1
<b>Ganancia (pérdida) por actividades de operación</b>	<b>152.870</b>	<b>116.821</b>	<b>30,9</b>	<b>25,1</b>
Ingresos financieros	4.109	3.182	29,1	0,7
Costos financieros	47.109	26.086	80,6	7,7
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	14.141	6.898	105,0	2,3
<b>Ganancia (pérdida), antes de impuestos</b>	<b>95.729</b>	<b>87.020</b>	<b>10,0</b>	<b>15,7</b>
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	27.220	23.499	15,8	4,5
<b>Ganancia (pérdida)</b>	<b>68.509</b>	<b>63.521</b>	<b>7,9</b>	<b>11,3</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

En las siguientes tablas se presenta una desagregación de los principales rubros del Estado de Resultados, así como una descripción de los principales motivos que llevan a cada comportamiento general.

**Tabla 11. Ingresos. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Distribución de energía	614.563	514.184	19,5
Venta de bienes comercializados	8.657	6.427	34,7
Servicios de ingeniería y otros	6.464	4.633	39,5
<b>Total</b>	<b>629.684</b>	<b>525.244</b>	<b>19,9</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

De acuerdo con los resultados de la Tabla 11, el total de los ingresos ordinarios de CEO para el 2022 fue de 614 563 millones COP, los cuales aumentaron un 19,9% frente al 2021. Es importante resaltar que, la Tabla 11 está basada en la información de las notas a los estados financieros cargados como anexo al SUI, las cuales incluyen la totalidad de los servicios prestados, mientras que la Tabla 10 toma únicamente los datos del servicio de energía eléctrica.

Teniendo en cuenta lo anterior, y con respecto al total de la empresa, el rubro que más peso tiene en los ingresos es el correspondiente a la distribución de energía, participando en un 97,6%, y presentando un incremento del 19,5%, como resultado de un incremento en la tarifa y demanda de energía en las fronteras, un reconocimiento a favor de CEO en los cargos de distribución, el impacto de la variación del IPP en los ajustes de tarifa, y una mayor demanda liquidada.

CEO presenta otros ingresos que no se mencionan en la Tabla 11, dentro de los que se encuentran la financiación y rendimientos no bancarios, contratos de arrendamiento y Leasing financiero, los cuales en su conjunto suman 27 878 millones COP en el 2022, creciendo un 89,5% frente al 2021.

**Tabla 12. Costo de ventas del servicio de energía. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Costo de energía	299.484	252.493	18,6
Beneficios a empleados	59.789	49.355	21,1
Depreciaciones y amortizaciones	34.116	34.347	-0,7
Mantenimientos y materiales	22.417	20.190	11,0
Otros costos generales	13.570	11.887	14,2
Honorarios y asesorías	8.107	6.171	31,4
Arrendamientos	4.647	5.145	-9,7
Reconocimiento leasing financiero	15.749	9.080	73,4



Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Costo financiero FNB	1.850	367	403,4
Deterioro de inventarios	151	291	-48,2
Impuestos	318	145	120,2
<b>Total</b>	<b>460.197</b>	<b>389.470</b>	<b>18,2</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

El costo de ventas de la empresa (Ver Tabla 12), suma un total de 460 197 millones COP en el 2022, los cuales aumentaron un 18,6% frente al 2021. De estos, el 65,1% corresponden directamente a los costos asociados a la energía utilizada para la prestación del servicio, los cuales crecieron un 18,6% frente al 2021, debido principalmente al negocio de la comercialización, en donde el precio promedio de los contratos de compra en el 2021 se ubicó en 233,76 \$/kWh, mientras que en el 2022 alcanzó los 286,43 \$/kWh, lo que representa un crecimiento del 22,5%.

**Tabla 13. Gastos de Administración. Comparativos 2021-2022.**

Concepto	2022 (millones COP)	2021 (millones COP)	Análisis horizontal
Honorarios	14.443	11.245	28,4
Impuestos administrativos	12.440	9.977	24,7
Beneficios a empleados	11.616	10.828	7,3
Gastos generales administrativos	7.625	5.737	32,9
Mantenimiento y materiales	974	810	20,2
Depreciaciones y amortizaciones	224	322	-30,5
Cambios en provisiones	17	-2.243	-100,8
<b>Total</b>	<b>47.340</b>	<b>36.676</b>	<b>29,1</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Con respecto a los gastos administrativos (Ver Tabla 13), para el año 2022 ascendieron a 47 340 millones COP, aumentando un 29,1% frente al 2021. El rubro más representativo fue el de honorarios, que aumentó un 28,4%, seguido de los impuestos administrativos que crecieron un

24,7% y los beneficios a empleados que crecen un 7,3%. Por contraparte, las depreciaciones y amortizaciones disminuyen un 30,5%.

#### **4.4.2.1.6. Utilidad por actividad económica**

En esta sección se presenta un análisis de los ingresos, costos y gastos del prestador en el servicio de energía, separando según cada una de las actividades que desarrolla (distribución y comercialización en el Sistema Interconectado Nacional).

**Tabla 14. Utilidad por actividad. Año 2022.**

<b>Concepto</b>	<b>Distribución (millones COP)</b>	<b>Comercialización (millones COP)</b>
Ingresos	151.745	456.739
Costos operativos	98.347	313.208
Gastos administrativos	23.063	33.579
<b>Utilidad operacional del negocio</b>	<b>30.336</b>	<b>109.953</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Como se evidencia en la Tabla 14, la mayor parte (75,1%) de los ingresos del servicio corresponden a la actividad de comercialización, lo que a su vez se corresponde con una participación del 76,1% en el costo de ventas y del 78,4% en la utilidad operacional del negocio.

Los resultados por actividad de CEO permiten observar que la empresa logra obtener utilidades en sus dos actividades de forma individual, alcanzando un valor agregado de 140 289 millones, en lo que se podría considerar como la utilidad operacional del servicio de energía.

#### **4.4.2.1.7. Flujo de caja**

**Tabla 15. Flujo de caja. Año 2022 y proyecciones 2023 y 2024.**

<b>Concepto</b>	<b>2022 (millones COP)</b>	<b>2023 (millones COP)</b>	<b>2024 (millones COP)</b>
<b>Saldo Inicial</b>	<b>59.819</b>	<b>38.024</b>	<b>25.415</b>
Total Ingresos	686.898	1.019.660	886.465
Total Egresos	708.762	1.032.268	902.214

Concepto	2022 (millones COP)	2023 (millones COP)	2024 (millones COP)
<b>Saldo Final</b>	<b>38.024</b>	<b>25.415</b>	<b>9.666</b>

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

El flujo de caja del año 2022 y los proyectados de los años 2023 y 2024, que se presentan en la Tabla 15, muestra los movimientos en los saldos en caja para CEO, evidenciando una tendencia a la disminución, pasando de 59 819 millones COP al inicio del 2022, hasta los 9 666 millones COP en el final del 2024.

De acuerdo con lo indicado por el prestador durante la visita de evaluación integral, este comportamiento obedece a que durante el año 2021 CEO tuvo una capitalización importante, como resultado de los reajustes en las deudas, para tomarlas bajo una modalidad de renta fija. Adicionalmente, generaron excedentes de efectivo en caja para cubrir las necesidades esperadas durante el 2023 y 2024, bajo escenarios de fenómeno del niño que afecten su flujo, a través de un incremento en el costo.

CEO indica en la vista de evaluación que el flujo de caja que se maneja en un año de normalidad ronda los 10 000 millones, coincidiendo esto con el valor esperado al finalizar el 2024. Debido a lo anterior, la reducción en el flujo de caja proyectado no genera una alerta por sí mismo sobre la salud financiera de la empresa.

#### **4.4.2.1.8. Indicadores y Evaluación de la gestión**

**Tabla 16. Indicadores CREG. Años 2021 y 2022 y primer y segundo trimestre de 2023.**

Indicador	2021	2022	2023 - 1T	2023 - 2T
Razón Corriente (Veces)	2,00	1,73	1,65	1,70
Rotación CXC (Días)	116,40	129,44	76,83	78,89
Rotación CXP (Días)	39,13	39,52	93,17	83,08
Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces)	6,27	4,34	1,91	2,03
Margen Operacional (%)	31,79	33,59	25,16	24,97
Rentabilidad Sobre Activos (%)	19,50	20,99	14,82	15,45
Rentabilidad Sobre Patrimonio (%)	84,08	114,17	75,72	73,88

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

Un aspecto importante a tener en cuenta al revisar los indicadores financieros de CEO es el hecho que la mayor parte de los activos con los que opera no son propios, sino que están bajo la modalidad de arrendamiento mediante contrato de concesión con Cedelca, lo que implica que tienen un pasivo elevado, correspondiente a la obligación de regresar los activos al finalizar el contrato. Entre otras cosas, el hecho de que el pasivo represente un 85,9% de los activos totales en el 2022, implica que el patrimonio es pequeño en comparación con otros rubros relevantes para indicadores (la Rentabilidad Sobre Patrimonio, por ejemplo).

En el 2022, la razón corriente de CEO se ubicó en 1,73 indicando que la empresa tiene la capacidad suficiente para cubrir sus deudas de corto plazo con los activos líquidos, en una proporción de 1,73 a 1. Por su parte, la rotación de cuentas por pagar estuvo en 129,44 días, y la de pagar en 39,52, por lo que la empresa tarda casi 90 días más en cobrar su cartera que lo que tarda en pagar sus deudas comerciales.

El cubrimiento de gastos estuvo en 4,34, indicador que señala que puede pagar más de cuatro veces los costos financieros con su EBITDA. Con respecto a los indicadores de rentabilidad, se encuentra que margen operacional estuvo en 33,59%, el de Rentabilidad Sobre Activos en 20,99 y el de Rentabilidad Sobre Patrimonio en 114,17% (este último obedece, como se mencionó antes, al patrimonio reducido y no necesariamente a una elevada rentabilidad).

La siguiente tabla presenta el referente y evaluación de la gestión realizada por esta superintendencia para cinco de los siete indicadores que se presentaron en la Tabla 16, teniendo en cuenta que el referente es propio para las empresas que desarrollan las actividades de distribución y comercialización en el Sistema Interconectado Nacional.

**Tabla 17. Evaluación de la gestión. Año 2022**

<b>Indicador</b>	<b>Referente 2022</b>	<b>Cumplimiento 2022</b>
Razón Corriente (Veces)	1,84	No Cumple
Rotación CXC (Días)	45,96	No Cumple
Rotación CXP (Días)	24,93	No Cumple
Cubrimiento de Gastos Financieros (Veces)	64,60	No Cumple
Margen Operacional (%)	25,77	Cumple

Fuente: SUI – Cálculo y elaboración DTGE.

De los cinco indicadores evaluados, solo en el de margen operacional se obtiene un resultado de cumplimiento para el año 2022 (Ver Tabla 17), En particular, la empresa se encuentra con un nivel considerablemente menor al requerido en el cubrimiento de gastos financieros, así como en un resultado superior para el de la rotación de cuentas por pagar.

#### 4.4.3. Componente Comercial

Según la información reportada en el SUI, a cierre del año 2022, CEO registró la atención a un promedio mensual de 430.869 usuarios en el mercado de comercialización CAUCA. Se menciona el promedio porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a través de los meses los usuarios cambien de comercializador, o no presenten consumos. Teniendo en cuenta lo anterior, la Tabla 18 muestra la siguiente información para las vigencias 2021 y 2022 en cuanto a usuarios promedio en CEO:

**Tabla 18. Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato**

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
1	Estrato 1	269.703	279.959	3,8%
2	Estrato 2	74.198	76.492	3,1%
3	Estrato 3	28.814	29.376	1,9%
4	Estrato 4	16.303	16.506	1,2%
5	Estrato 5	3.664	4.099	11,9%
6	Estrato 6	678	692	2,1%
AP	Alumbrado Público	502	468	-6,6%
C	Comercial	15.003	15.592	3,9%
I	Industrial	1.798	1.824	1,4%
O	Oficial	3.787	3.839	1,4%
<b>Total promedio</b>		<b>414.450</b>	<b>428.847</b>	<b>3,5%</b>

Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

Para las vigencias 2021 y 2022 se observa un incremento de 14.396 usuarios promedio, lo cual equivale a una variación de 3,5%. Este crecimiento se evidencia principalmente en el estrato 1, el cuál creció en 10.256 usuarios.

En cuanto a los usuarios no residenciales, se observa un incremento real de 633 usuarios, entre los que se encuentra alumbrado público, comercial, industrial y oficial.

Por otro lado, un aspecto positivo que es importante resaltar es el crecimiento promedio que tuvieron los usuarios del sector comercial igual a 589.

Así mismo, la empresa reporta para el mes de diciembre de 2022 la siguiente información en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

**Tabla 19. Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para EMSA.**

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	435.287
Usuarios no Regulados	40

Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

Tal como se puede observar en la Tabla 19, el 99.9% de los usuarios de CEO son regulados, y tan solo 40 usuarios no regulados equivalente al 0,01%, para el cierre de la vigencia 2022.

**Tabla 20. Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector.**

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Oficial	Total Promedio
<b>CAUCA</b>											
ALMAGUER	5.268	46	0	0	0	0	15	26	9	67	5.431
ARGELIA	7.337	643	4	0	0	0	11	216	16	77	8.304
BALBOA	5.796	850	0	0	0	0	10	145	24	93	6.918
BELALCÁZAR	6.969	564	21	0	0	0	15	144	20	172	7.905
BOLÍVAR	10.893	1.071	154	0	0	0	1	195	36	190	12.540
BUENOS AIRES	6.782	365	4	2	0	0	6	117	166	91	7.532
CAJIBÍO	10.128	1.032	29	2	1	0	8	164	26	121	11.510
CALDONO	9.574	402	3	1	0	0	2	143	25	134	10.283
CALOTO	8.744	468	7	0	0	0	19	180	46	93	9.556
COCONUCO	2.748	482	1	0	0	0	8	30	9	45	3.323
CORINTO	7.181	1.956	159	7	0	0	11	210	22	92	9.637
EL BORDO	7.517	2.741	124	2	0	0	13	556	76	136	11.165
EL TAMBO	15.543	1.292	23	2	0	0	3	240	112	180	17.394
FLORENCIA	1.338	218	0	0	0	0	2	34	5	39	1.636
GUACHENÉ	4.741	1.335	2	0	0	0	19	80	22	40	6.239
INZÁ	7.414	392	3	0	0	0	27	123	11	133	8.102
JAMBALÓ	3.501	178	1	0	0	0	10	20	0	60	3.769
LA SIERRA	3.577	185	0	1	0	0	3	71	20	67	3.924
LA VEGA	6.842	140	0	0	0	0	14	46	13	134	7.188

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Alumbrado Público	Comercial	Industrial	Oficial	Total Promedio
MERCADERES	5.033	397	9	6	0	3	6	128	19	89	5.691
MIRANDA	7.100	3.325	102	1	0	0	26	281	14	76	10.926
MORALES	8.242	822	21	2	0	0	13	165	14	102	9.381
PADILLA	2.477	439	2	1	0	0	12	50	13	38	3.032
PAISPAMBA	3.526	344	8	0	0	0	2	40	9	68	3.997
PIENDAMÓ	8.320	3.803	1.082	1	0	0	7	588	76	97	13.974
POPAYÁN	32.663	33.946	22.512	16.388	4.096	688	30	8.318	543	431	119.614
PUERTO TEJADA	3.030	2.537	364	0	0	1	12	81	33	28	6.086
ROSAS	3.036	328	8	0	0	0	6	71	23	63	3.535
SAN SEBASTIÁN	3.320	17	0	1	0	0	10	27	5	84	3.463
SANTA ROSA	1.871	66	0	0	0	0	5	19	2	57	2.020
SANTANDER DE QUILICHAO	23.336	10.924	4.195	54	0	0	75	2.059	241	227	41.109
SILVIA	7.642	942	430	33	2	0	4	132	22	124	9.330
SUÁREZ	6.726	307	5	0	0	0	4	138	67	84	7.332
SUCRE	2.363	48	0	0	0	0	8	18	6	44	2.488
TIMBÍO	8.864	2.561	41	0	0	0	32	376	34	83	11.992
TORIBÍO	8.936	294	16	0	0	0	5	59	7	73	9.391
TOTORÓ	4.670	475	34	0	0	0	6	88	10	74	5.357
VILLA RICA	6.424	481	7	2	0	0	8	194	28	35	7.179
<b>VALLE DEL CAUCA<sup>1</sup></b>											
JAMUNDÍ	487	76	6	0	0	0	1	23	0	0	593
<b>Total</b>	<b>279.959</b>	<b>76.492</b>	<b>29.376</b>	<b>16.506</b>	<b>4.099</b>	<b>692</b>	<b>468</b>	<b>15.592</b>	<b>1.824</b>	<b>3.839</b>	<b>428.847</b>

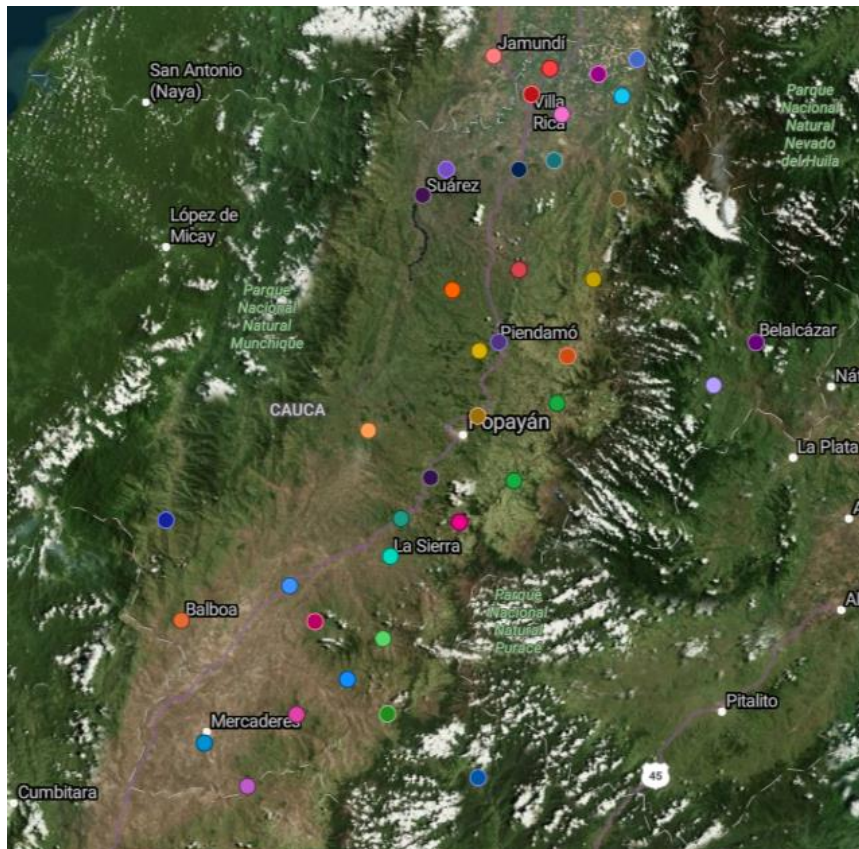
Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

De igual forma, como se puede observar en la Tabla 20, la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, los cuales configuran el 94,9% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un total de 385.827 usuarios totales atendidos en promedio.

<sup>1</sup> En la información comercial remitida por la empresa se encuentra el municipio de Jamundí, el cual es el único municipio que se encuentra fuera del Cauca y al que CEO le presta el servicio de energía eléctrica.

Así mismo, cabe resaltar que Popayán es el municipio donde CEO atiende más usuarios en promedio con un total de 119.614, lo cual equivale al 28% del total de la empresa; seguido por Santander de Quilichao, El Tambo, Piendamó y Bolívar.

**Figura 4.** *Ubicación de municipios atendidos por CEO 2022.*



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

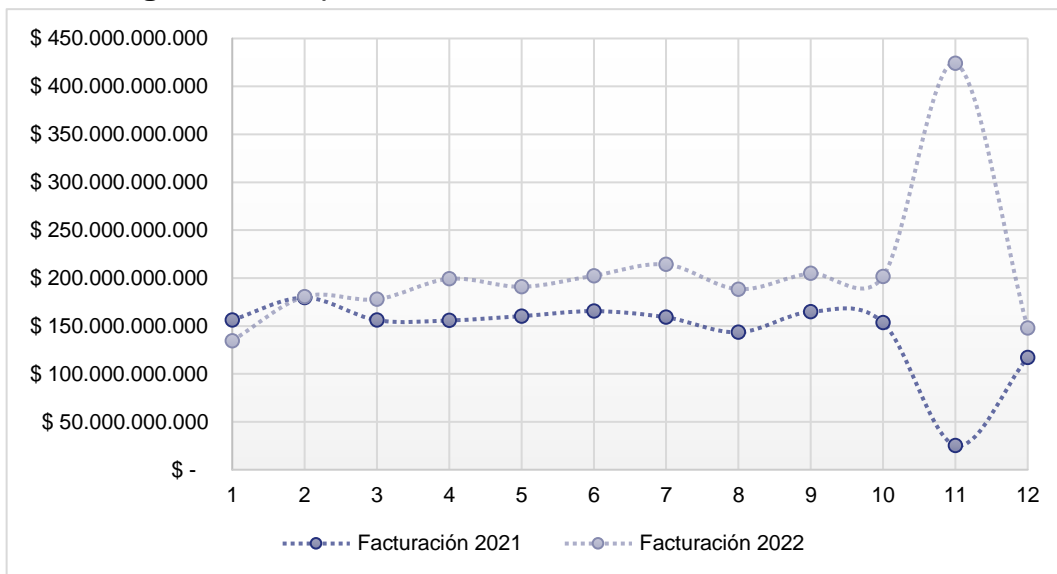
En la Figura 4 se observa la ubicación de los municipios en los cuales la empresa CEO presta su servicio. Cabe resaltar que la empresa presta el servicio en el municipio de Jamundí, el cual queda en el departamento de Valle del Cauca, siendo este el único que quedaría fuera del departamento correspondiente al mercado de comercialización CAUCA conformado por las redes de CEO y donde presta el servicio principalmente.

Por otro lado, la facturación total de CEO para el año 2022 fue de \$ 2.466.395.912.029 lo cual significó un aumento en relación con el 2021 de \$ 729.917.950.527 o lo que es bien, un



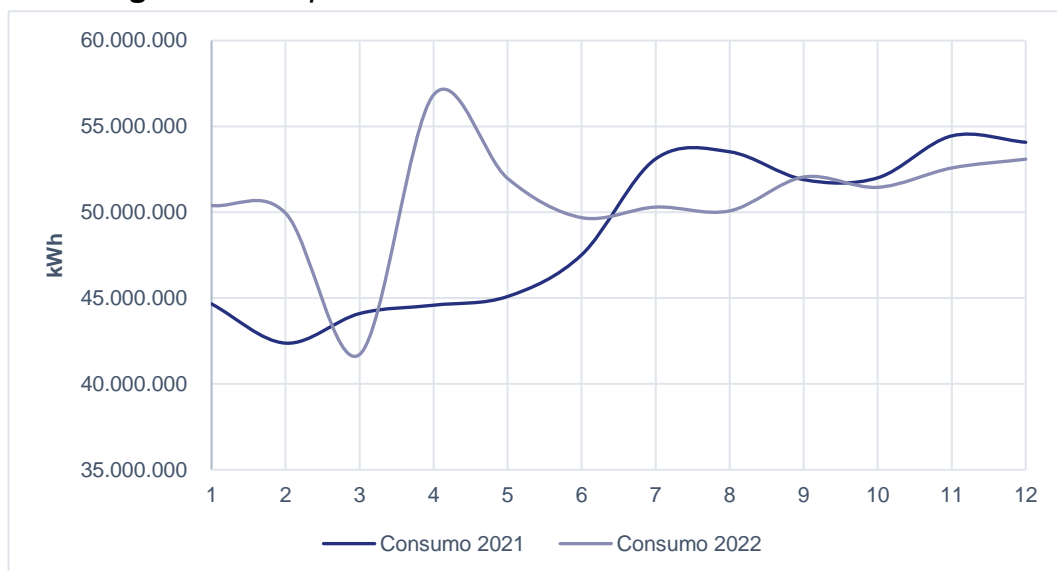
aumento porcentual de 42% (Ver Figura 5) este aumento fue más notorio para el mes de noviembre, el cual cuenta con un valor atípico tanto para 2021 como para 2022.

**Figura 5. Comparativo de facturación total CEO 2021-2022.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

**Figura 6. Comparativo del consumo total de CEO 2021-2022.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

CEO a través del radicado SSPD 20235294066192 informa lo siguiente en lo que se refiere a las observaciones realizadas por la SSPD en la facturación de noviembre de 2021 y 2022: «se evidenció que el formato TC2 de noviembre de 2021 reportaba un valor total facturado inconsistente con el promedio histórico por error involuntario en el cruce de datos», por lo que solicitará la reversión a la SSPD; sin embargo, se mantiene en el informe el valor de la variable que se encuentra actualmente certificada en SUI.

De la misma manera, CEO indica que «En cuanto al formato TC2 de noviembre de 2022 se compara los datos certificados y se encuentra la necesidad de solicitar la reversión de dicho formato, dado que por error involuntario, surgió un error en el cruce de datos» por lo que solicitará la reversión a la SSPD; sin embargo, se mantiene en el informe el valor de la variable que se encuentra actualmente certificada en SUI.

Finalmente, CEO indica lo siguiente: «Al ajustar estas inconsistencias encontradas en los meses de noviembre de 2021 y 2022 tras reversar los formatos TC2, la facturación de CEO para 2022 sería de \$2,312,233,752,484 (incluye la facturación de la cartera) y para el año 2021 con el ajuste en noviembre será un valor total de \$1,919,230,337,811, reflejando un aumento de \$393,003,414,673, o del 20.48%.»

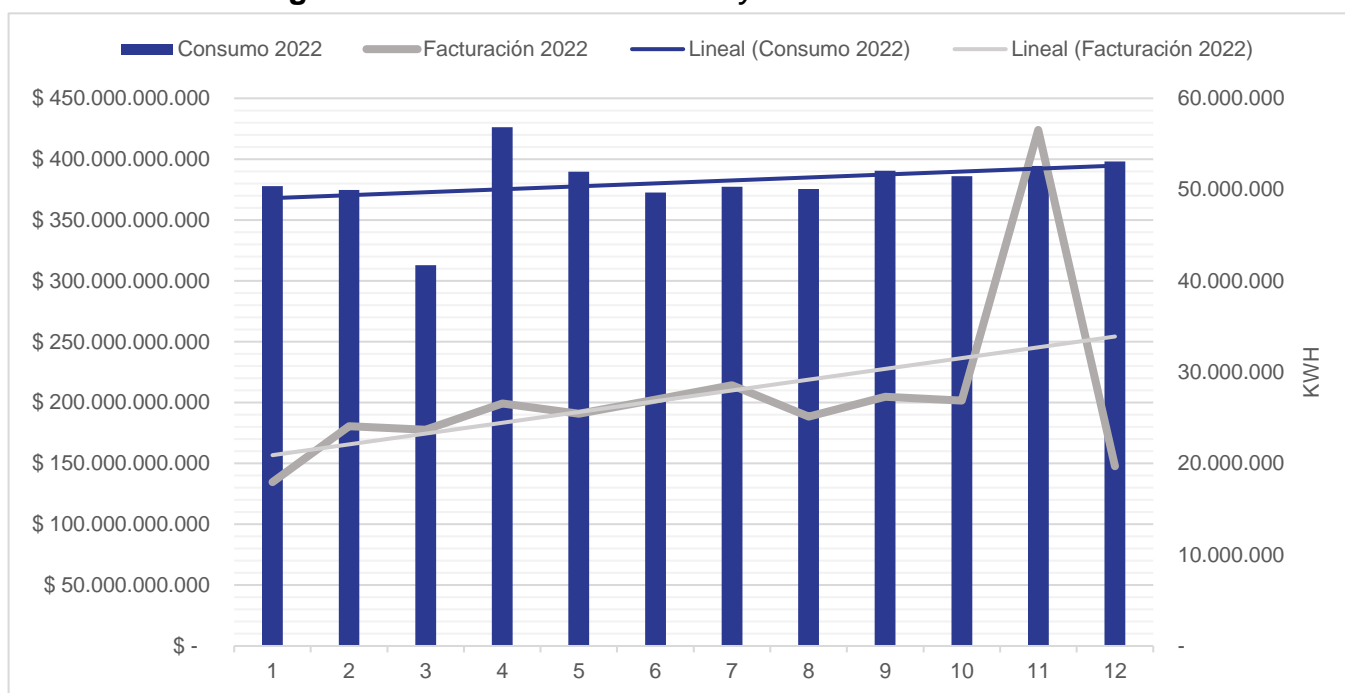
Se observa que no hay una correlación directa en los meses en los cuales hay valores atípicos, tales como noviembre de 2021 y 2022.

Así mismo, hay un pico de consumo en el mes de abril de 2022, el cual no generó una alteración pronunciada en la facturación de la empresa (Ver Figura 6).

CEO a través del radicado SSPD 20235294066192 informa lo siguiente referente al pico de consumo identificado por la SSPD en abril de 2022: «La variación se dio dado que en abril de 2022 se facturaron 15 ciclos que debieron ser facturados en marzo de 2022, en razón al ciberataque del que fuimos víctimas, se relaciona el movimiento en la agenda de liquidación de dichos ciclo».

Tal como se observa en la Figura 7, si bien hay una tendencia positiva tanto en los valores de consumo como de facturación, hay picos en los diferentes meses que no tienen correlación entre los mismos.

**Figura 7. Paralelo de facturación y consumo de CEO 2022.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

#### **4.4.3.1. Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva**

En relación con este aspecto, se aborda el impacto en el sistema comercial de la empresa con la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el procedimiento para participar en el control automático de tensión con el objeto de, exonerar al usuario del cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

#### **4.4.3.1.1. Facturación a usuarios AGPE**

CEO S.A.S. E.S.P. indicó que la liquidación y facturación se realizaba de manera automática a través del sistema de gestión comercial.

Ahora bien, una vez es registrado un usuario AGPE y se completa el proceso de conexión, su ciclo de facturación se ajusta al llamado «ciclo de reporte especial». Este ciclo abarca el período del día 1 al 30 de cada mes y se establece de esta manera para facilitar la liquidación de los excedentes de AGPE, teniendo en cuenta la fecha de publicación en versión TXF de los precios de bolsa. De esta manera, se busca una sincronización adecuada entre el ciclo de facturación y la disponibilidad de la información necesaria para el cálculo y liquidación de los excedentes de AGPE.

Así mismo, el prestador menciona que junto con la factura del usuario AGPE, se incluyen impresas las matrices de importación y exportación correspondientes al periodo facturado. Estas matrices también están disponibles para acceder a través de solicitud por parte del usuario a la empresa.

Adicionalmente, se identificó que el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021 ya fue actualizado e implementado, así mismo, se encuentra publicado en la página web del prestador en el aparte Autogeneradores del menú «Solicita tu Conexión».

#### **4.4.3.2. Energía Reactiva**

Respecto de la facturación de energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les estaba aplicando cobro por concepto de energía reactiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se analizaron los casos en los cuales se tenía un factor multiplicador  $M$  mayor a 1. De forma general, la empresa realiza una correcta aplicación del factor multiplicador. Sin embargo, se evidencia que no se tenía un

entendimiento claro de la aplicación del incremento del factor M luego del reinicio. Al respecto la regulación establece que, *«si el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1»*. Significa esto que luego de tres meses consecutivos en que no haya existido condición de exceso de transporte de energía reactiva, el valor del factor multiplicador vuelve a reiniciarse a uno (1). Según lo dispuesto en la regulación, posterior a ese reinicio deben transcurrir nuevamente 12 meses en los que se presente la condición de exceso antes de que el factor M vuelva a incrementar a 2. En palabras de la CREG: *«independientemente de que sea posterior a un reinicio del esquema o no, la variable M aumentará de 1 a 2 cuando transcurran 12 meses»*<sup>2</sup>.

Al respecto de esta situación particular, la empresa no presenta reportes de usuarios a los que se les haya reiniciado el factor M a uno (1) luego de los tres meses que contempla la regulación para el reinicio. Sin embargo, se consultó a la empresa por el entendimiento sobre la aplicación del factor M en estos casos y de cómo aplicaría el incremento luego del reinicio. Al respecto, la empresa informó que su entendimiento es que el incremento se daría una vez el usuario presentara nuevamente la condición de transporte de energía reactiva en exceso. Situación que se aclaró a la empresa que debería entenderse conforme a lo ya mencionado.

De la información que reporta la empresa se evidencia una situación particular. Para el mes de febrero de 2022, al igual que para el mes de enero, el factor M se mantuvo en 1 y, posteriormente, este aumentó a 3. Al respecto, la empresa informa que, efectivamente, durante los dos primeros meses no se incrementó el factor M y luego de la actualización en el sistema comercial, se dio el incremento de este factor. Se consulta a la empresa si acaso no debió aumentar el factor M a dos (2) ya que, previamente, se encontraba en 1 y este debería en un sentido estricto incrementarse en una unidad cada mes en situaciones de exceso de transporte

---

<sup>2</sup> Radicado CREG E2023004354. En respuesta a Solicitud de concepto sobre aplicación del factor multiplicador M realizado por la DTGE.

de energía reactiva. Situación que no fue aclarada por la empresa por no tener la precisión sobre la correcta aplicación en esas situaciones.

También se consulta a la empresa por aquellos usuarios a los que se les incrementó el factor M en marzo de 2022, respecto de si se tenía validación que dichos usuarios hubiesen tenido condición de exceso de transporte de energía por doce meses antes de su incremento, es decir, para todo el año 2021. Situación que se analizará a profundidad por la DTGE.

Dentro del reporte de los usuarios con medición de energía reactiva, se encontró que hubo usuarios que aparecían únicamente por dos periodos en el sistema comercial de la empresa y a los que, según el reporte, se les aplicó un factor multiplicador de 6. Al respecto la empresa manifestó que efectivamente se encontró la inconsistencia en el factor M aplicado a estas cuentas, que por un fallo en su sistema comercial se calculó el  $M=6$  a dichos usuarios y que ese fallo ya fue corregido ajustando mediante notas crédito el valor facturado a los clientes.

Otra situación que se evidenció, respecto del mismo reporte de usuarios con medición de reactiva, tiene que ver con el tipo de medición mediante el cual se tuvo el registro de transporte de energía reactiva, si bien la empresa reporta a todos los usuarios con «*medición horaria-telemedida*», se pudo evidenciar inconsistencias en el reporte ya que, al contrastar con el sistema comercial, se ubicaron usuarios con medición por diferencias de lecturas, usuarios que, si bien no presentaban incremento en el factor M, fueron remitidos erróneamente a la SSPD para el análisis correspondiente. Posteriormente la empresa envía la información aclaratoria de la cual se hace validación de los casos en los que la medición es realizada por medio de diferencia de lecturas y al respecto no se evidencia aplicación del factor M a los usuarios facturados de esta forma, lo que es correcto a tenor de la regulación vigente.

Finalmente, para cada uno de los usuarios en el listado remitido por la empresa, se solicitó informar si el medidor de esos usuarios se encontraba calibrado en cuatro cuadrantes, especialmente para aquellos usuarios con medición de energía reactiva capacitiva. Al respecto la empresa informa que «*de acuerdo con lo informado por el área técnica, desde el año 2019 se vienen calibrando los medidores en 4 cuadrantes*». Situación por la que la SSPD requirió a

la empresa la verificación de la información y la identificación de los usuarios para informar cuáles tienen, y cuáles no, medidores calibrados en 4 cuadrantes.

En el ejercicio de validación, la empresa informa que **«se realizó la consulta en nuestros sistemas de información determinado que no existen datos de calibración de 132 medidores, posiblemente calibrados en otros laboratorios. Las consultas se realizaron por serie de medidor como producto asociado»**. Adicionalmente, la empresa reporta 32 medidores calibrados únicamente en dos cuadrantes, de los cuales también se realiza facturación por concepto de energía reactiva capacitiva.

Situaciones que se analizarán a profundidad por parte de la DTGE.

#### **4.4.3.3. Medición**

Se reportan situaciones relacionadas a dos aspectos particulares, en primer lugar, el cumplimiento del Código de Medida, y, en segundo lugar, algunos aspectos relacionados a la medición inteligente

##### **4.4.3.3.1. Código de Medida**

Respecto del Código de Medida uno de los aspectos por los que se consulta a la empresa tiene que ver con los elementos del sistema de medición de sus fronteras con reporte al ASIC. En ese sentido, se solicita una base de datos de sus fronteras comerciales la cual contenga información de los elementos del sistema de medición de dichas fronteras en cuanto a la clase de exactitud, las fechas de puesta en servicio, mantenimientos, entre otros. De la información que remite la empresa y de los archivos que reposan en las hojas de vida de las fronteras comerciales, es posible evidenciar el cumplimiento del Código de Medida en cuanto a las características que deben tener los elementos del sistema de medición. Únicamente se solicitó aclaración respecto del reporte de información sobre dos fronteras comerciales de las cuales se verificó su entrada en operación previo a la entrada en vigor de la Resolución CREG 038 de 2014.

Se consulta por las fronteras registradas por la empresa como fronteras embebidas, de conformidad con la Resolución CREG 122 de 2003. En ese sentido, cabe recordar que para que puedan tenerse ese tipo de fronteras, entre otras condiciones, debe suceder que la frontera principal corresponda a un usuario no regulado, y que, adicionalmente, existan impedimentos técnicos que no le hayan permitido al OR conectar al usuario embebido a sus redes. La empresa cuenta con tres fronteras bajo esa modalidad, al respecto se le solicitó a la empresa compartir información técnica sobre las conexiones de dichas fronteras, incluyendo los diagramas unifilares y los conceptos técnicos que justificaron la conexión bajo la modalidad de fronteras embebida y principal. La empresa remite información de dos de las tres fronteras donde se evidencian los argumentos técnicos por parte de la empresa que fueron presentados para el respectivo registro de las fronteras ante XM. Se evidencia también que, en los tres casos, se encuentra una única frontera embebida a la frontera principal.

Adicionalmente, se hace verificación de las comunicaciones de sus fronteras con el Centro de Gestión de Medida y de este con XM, de lo cual se evidencia el cumplimiento de Código de Medida respecto de los apartes relacionados a la información y la seguridad de esta. Se evidencia cumplimiento al Acuerdo CNO 1043 de 2018. En visita a sitio de las fronteras de distribución se encontró que uno de los medidores presentaba desfase horario de alrededor de 18 minutos, al respecto se solicitó contacto con la persona encargada para que realizara lectura remota del medidor, se solicitó descarga del diagrama fasorial para verificar, entre otros, la hora de acceso. Si bien, la hora que se presenta en los archivos de lectura descargados del medidor están con desfases mínimos, el desfase en la hora que presenta el medidor en sitio es tal como se mencionó. Razón por la que se le recomienda a la empresa tomar las acciones de verificación de esta situación particular y de indagar por situaciones similares para tomar las acciones correctivas correspondientes.

Otro aspecto evaluado está relacionado con el artículo 19 del Código de Medida, este establece:

*ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través*



*de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.*

En ese sentido se solicitó a la empresa una base de datos de los usuarios que se encontraran conectados a través de activos de conexión y en la cual se informara la ubicación del punto de medición y del punto de conexión.

En una primera inspección no fue posible identificar a dichos usuarios ya que la empresa remitió el listado del total de sus usuarios sin la identificación requerida. Al consultar a la empresa al respecto se evidenció desconocimiento del cumplimiento de este aspecto particular del Código de Medida y de las implicaciones negativas que a largo plazo puede traer al usuario en temas del valor total de la factura. En ese sentido, luego de las aclaraciones respectivas, la empresa quedó con el compromiso de iniciar las acciones tendientes a la normalización de la medición de los usuarios que, por su condición, deben dar cumplimiento al citado artículo 19 del Código de Medida. Desde la DTGE se hará seguimiento al proceso de normalización de estos usuarios.

De conformidad con el artículo 23 del código de medida, se tiene que *«El sistema de medición de cada frontera comercial debe ser verificado por el RF antes de su puesta en servicio con el propósito de certificar su conformidad con lo establecido en la presente resolución»*. Respecto de las verificaciones iniciales, en el reporte de dichas verificaciones remitido por CEO, se encontró que, para 21 fronteras, el informe de verificación arrojó como resultado *«no conforme»*. Posteriormente, con la información remitida por la empresa se pudo verificar el cumplimiento del Código de Medida para esas fronteras a razón de las verificaciones posteriores.

En verificación con la empresa se tiene que para el 2022 hubo una cancelación de frontera comercial de un usuario no regulado, conforme a los procedimientos establecidos en el Código de Medida, se informa por parte de la empresa que, la cancelación fue atribuible al usuario por razones económicas y técnicas, y, que dicho usuario ahora es atendido en el mercado regulado.

#### **4.4.3.3.2. Medición inteligente**

La empresa presenta sus avances respecto de la medición inteligente en aras de la regulación vigente y de la proyección que establece la regulación de tener el 75% de los usuarios bajo la infraestructura de medición avanzada (AMI, por sus siglas en inglés), porcentaje que, a propósito, la empresa manifiesta no poder alcanzar por razones financieras. Dentro de las proyecciones actuales se contempla una cifra cercana al 20%.

Dentro la información que remite la empresa respecto de la medición inteligente, se presenta un informe donde se presentan los siguientes apartes:

*Compañía Energética de Occidente (CEO), ha avanzado en la implementación de equipos de medición inteligente en el departamento del Cauca desde el año 2013, mediante la exploración de las tecnologías existentes en el mercado, con el fin de identificar aquellas que más se ajusten a las condiciones topográficas y socioeconómicas del departamento del Cauca, que permitan aumentar la confiabilidad, reducir la vulnerabilidad de la medida y consigo generar una estrategia que apalanque el control y reducción de pérdidas de energía, al igual que generación de eficiencias en los procesos de corte, lectura y facturación e incentivando la cultura de uso eficiente de la energía eléctrica en los usuarios.*

*Cabe resaltar que, en la implementación de esta tecnología AMI, el alcance se basa en el cambio del equipo de medida convencional a medida inteligente el cual incluye previa intervención, la socialización a los usuarios referente al alcance técnico, beneficios y justificaciones técnicas y tecnológicas. Adicionalmente, se implementa el sistema de comunicación o transmisión de lecturas de los medidores.*

*El avance en implementación de medición AMI acumulado a corte año 2022 se realizó con medidores inteligentes de marcas representativas en el sector (Ver Tabla 21), tales como Aclara, Hexing y Winsky, en los siguientes municipios:*

**Tabla 21. Actividades de corte, suspensión y reconexión – 2022, CEO.**

MUNICIPIO	No. PRODUCTOS (usuarios)
POPAYÁN	32029
EL TAMBO	3167
SANTANDER DE QUILICHAO	2949
PUERTO TEJADA	2211
MORALES	1668
SUÁREZ	1179
ARGELIA	706
GUACHENÉ	658
JAMBALÓ	575
BUENOS AIRES	557
CALOTO	322
CALDONO	318
TIMBÍO	260
SILVIA	248
TORIBIO	182
TOTORÓ	164
BALBOA	144
BOLÍVAR	126
MERCADERES	89
SOTARA	89
CAJIBÍO	84
ALMAGUER	82
LA SIERRA	56
PIENDAMÓ-TUNIA	30
PURACÉ	30
RETIROS	407
<b>Total</b>	<b>48330</b>

Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

*La implementación de medida AMI se ha llevado a cabo en su mayoría con recursos propios de CEO, en proyectos de barrios subnormales, sectores con pérdidas de energía y proyectos VIS. A su vez, también ha desarrollado la estrategia AMI con recursos del estado, en proyectos de electrificación rural como PTSP (Plan Pazcífico), FAER, proyectos de gobernación y alcaldías municipales.*

*En cuanto al horizonte de implementación, para el año 2023 se proyecta la instalación de 8900 medidores AMI y para 2024 de 9700, incluyendo recursos propios y recursos de FAER y Gobernación. El horizonte a largo plazo identificado por CEO para la instalación de AMI por su estrategia interna de control y reducción*

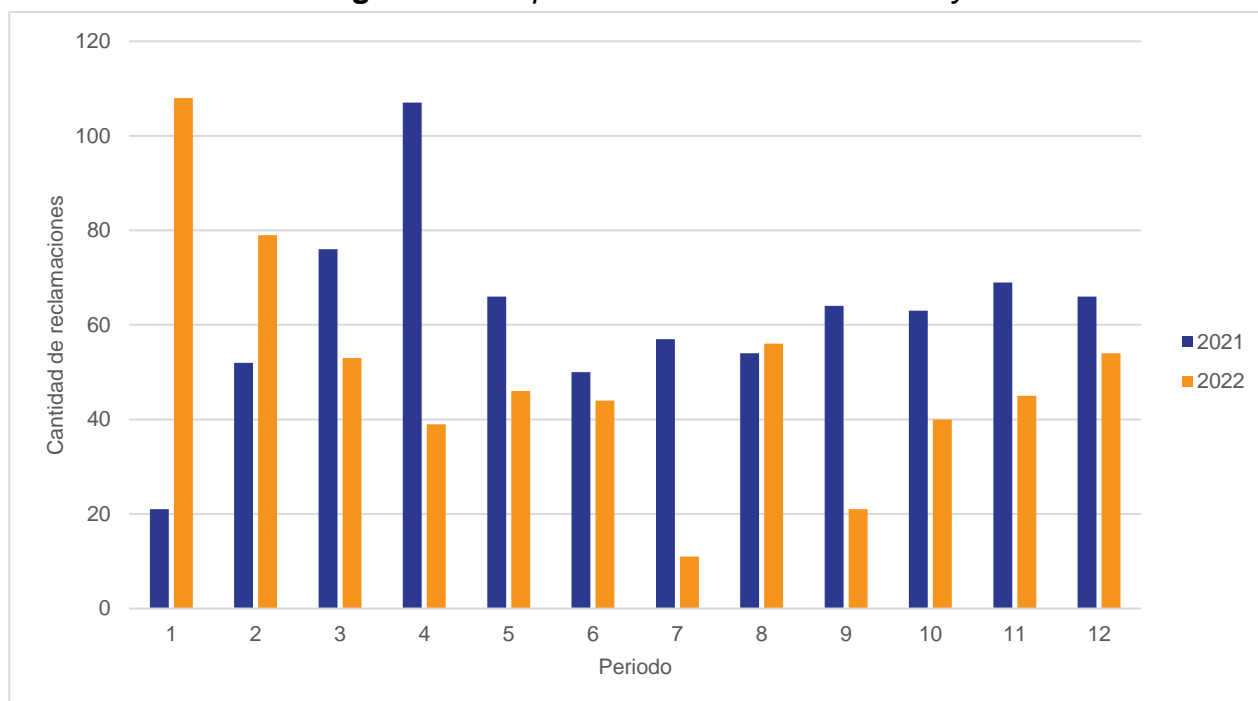
*de pérdidas de energía y de optimización y ampliación de la confiabilidad de la medida, es llegar al 22% del mercado de comercialización. Actualmente, de ese horizonte, con los 48.353 clientes AMI a corte 2022, CEO se encuentra en un 11% de la meta de cobertura proyectada.*

#### **4.4.3.3. Reclamaciones por concepto de medición**

Respecto de las reclamaciones, se solicitó a la empresa una base de datos de las PQR por concepto de medición para los años 2021 y 2022. Esto con el propósito de hacer comparación entre los números de RQR reportados para los dos años y poder evidenciar si de parte de la empresa hubo mejora en este indicador.

La información remitida por la empresa se reporta en la Figura 8.

**Figura 8. Comparativo PQR Medición 2021 y 2022.**



Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

Para el año 2021 se reportó por parte de la empresa un total de 745 PQR y, en 2022, un total de 596, esto representa una reducción del 20% para el año 2022 en comparación con el año

2021, Situación que evidencia mejoras significativas por parte de la empresa, por lo que se alienta a seguir implementando las acciones preventivas necesarias que permitan seguir disminuyendo el número de reclamaciones.

#### 4.4.3.4. Actividades de suspensión, corte y reconexión del servicio

En el ejercicio de la visita, para la vigencia 2022 se solicitó a la empresa remitir un informe con las actividades exitosas de suspensión, corte y reconexión del servicio donde se pueda identificar el punto de la maniobra según la actividad. La información se reporta en la Tabla 22:

**Tabla 22. Actividades de corte, suspensión y reconexión – 2022, CEO.**

Actividad	Reconexión por pago de Energía (Cartera/SAC)	Reconexión por Suspensión SIEC (Cartera/SAC)	Revisión de la Suspensión por no Pago	Suspensión del servicio (Cartera/SAC)	TOTAL
AVISO SUSPENSION	0	0	17	0	17
CLIENTE SE ENCONTRÓ SUSPENDIDO (REVISIÓN DE LA SUSPENSIÓN)	0	0	6289	47	6336
Corte por Baja y Otras Causas	0	0	7	4	11
Reconexión del Alumbrado Público	40	46	0	0	86
Reconexión del Producto Con Instalación de Acometida	116	2	0	0	118
Reconexión del Producto en Bornera	14637	140	0	0	14777
Reconexión del Producto en MT	13	3	0	0	16
Reconexión del Producto en Red Aérea	2436	27	0	0	2463
RECONEXIÓN DEL SERVICIO CON RETIRO DE ACOMETIDA (RURAL)	134	1	0	0	135
RECONEXIÓN DEL SERVICIO CON RETIRO DE ACOMETIDA (URBANO)	198	2	0	0	200
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN BORNERA (RURAL)	6713	37	0	0	6750
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN BORNERA (URBANA)	26726	176	0	0	26902
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN MT (URBANO)	10	1	0	0	11
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN MEDIA TENSIÓN MT (RURAL)	19	3	0	0	22
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN RED AÉREA (RURAL)	1974	26	0	0	2000
RECONEXIÓN DEL SERVICIO EN RED AÉREA (URBANA)	3548	24	0	0	3572
Reconexión No Autorizada del Producto	4	0	0	0	4
RECONEXION SMARTGRID	23185	106	0	0	23291
Suspensión de alumbrado público	0	0	26	138	164
Suspensión del Producto Con Retiro de Acometida	0	0	1065	58	1123
Suspensión del Producto en Bornera	0	0	4089	52409	56498
Suspensión del Producto en MT	0	0	15	32	47
Suspensión del Producto en Red Aérea	0	0	12882	4771	17653

Actividad	Reconexión por pago de Energía (Cartera/SAC)	Reconexión por Suspensión SIEC (Cartera/SAC)	Revisión de la Suspensión por no Pago	Suspensión del servicio (Cartera/SAC)	TOTAL
Suspensión del servicio en MI	0	0	1	2	3
Suspensión del servicio en MS	0	0	1	5	6
SUSPENSIÓN SMARTGRID	0	0	268	23595	23863
<b>TOTAL</b>	<b>79753</b>	<b>594</b>	<b>24660</b>	<b>81061</b>	<b>186068</b>



Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

De la Tabla anterior, y por ser de interés general, cabe mencionar que, respecto de las actividades de suspensión y el punto de ejecución de dicha actividad, en primer lugar, se destaca que el total de avisos de suspensión (17) fue por concepto de «Revisión de la Suspensión por no Pago». Ahora bien, la empresa realizó cerca de 100 000 actividades de suspensión de las cuales el 52,7% se realizó en la bornera del sistema de medición y un 4,8% fue ejecutada en la red aérea.

Al respecto de los motivantes de la empresa para decidir el punto en el cual se realiza la suspensión del servicio, si es en bornera o en la red aérea, se da claridad de que las suspensiones que se realizan desde la red aérea corresponden a casos en los cuales puede presentarse riesgo de reconexión por parte del usuario, o en situaciones en las cuales los usuarios ya fueron previamente desconectados y se ha evidenciado reconexiones por parte de este. En casos muy particulares, la suspensión en red aérea se da también cuando no es posible el acceso al sistema de medición para realizar la suspensión en bornera.

#### **4.4.3.5. Reglamento de comercialización**

Se consulta a la empresa por las solicitudes de cambio de comercializador. De los soportes remitidos por CEO se presenta que, de las 80 solicitudes reportadas para las vigencias 2021 y 2022, la respuesta a la solicitud de la emisión de paz y salvo se ha dado, en algunos casos particulares, está reportada por fuera de los términos que establece la regulación para dar respuesta a la solicitud. Al respecto se solicitan las aclaraciones correspondientes, la empresa remite posteriormente la base de datos verificada en la cual se corrobora que, efectivamente, en algunos casos se dio respuesta tardía a la solicitud excediendo el plazo que establece la regulación. En ese escenario se solicita a la empresa tomar todas las medidas

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
---	---	---

correspondientes para reducir al mínimo las situaciones que lleven a los incumplimientos reportados en cuanto a los tiempos de respuesta.

#### **4.4.3.6. Subsidios FSSRI y FOES**

Como se mencionó a lo largo del documento, la empresa CEO es un comercializador y distribuidor que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios no regulados y regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en los sectores: comercial, industrial, provisional y oficial.

De la anterior clasificación, se encuentran usuarios con beneficio de subsidios y de FOES (será abordada más adelante), así como usuarios sujetos de contribución. La empresa reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI y FOES) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2020, 2021 y 2022 de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

**Resolución SSPD 20102400008055 de 2010:** Formato 2 y Formato 3

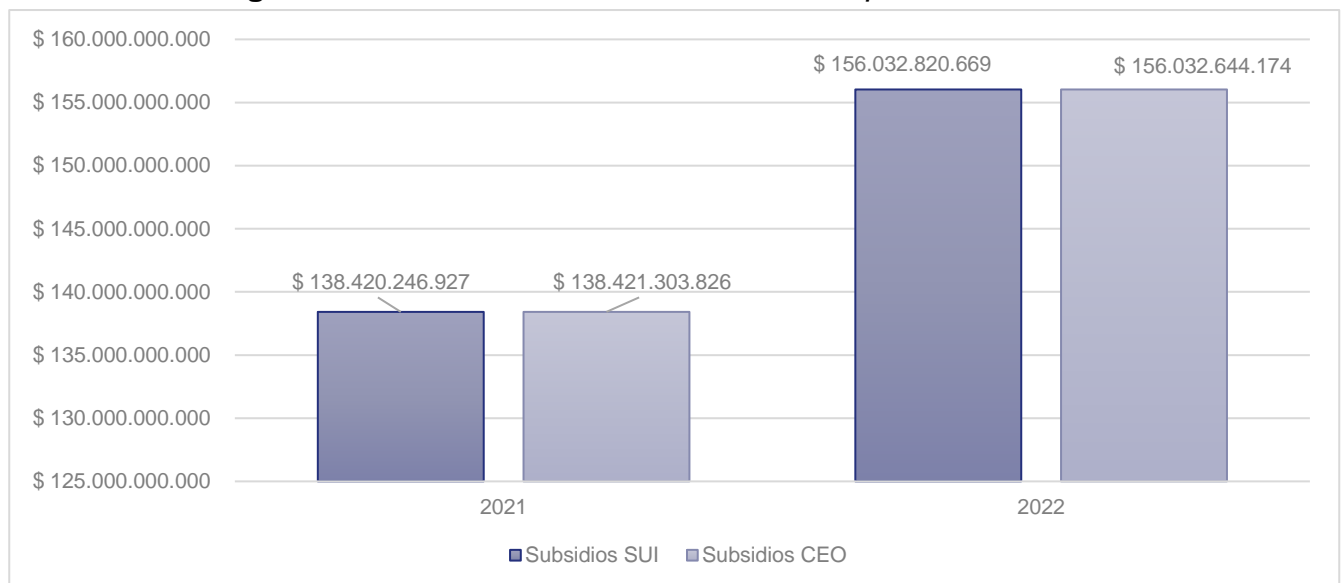
**Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021:** TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario, S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE\_FOES), S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, S7. Inventario Macromedidores FOES, S8. Operación Macromedidores FOES y S9. Facturas Base Aplicación FOES.

##### **4.4.3.6.1. Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI).**

Para iniciar la revisión de información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por la empresa en el marco de la presente

integral, que, de acuerdo con la empresa, fue extraída de su sistema comercial siendo la fuente con la cual se construyen los formatos comerciales a reportar al SUI; y los datos que se encuentran cargados en el Sistema Único de Información - SUI, información a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo a las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

**Figura 9. Subsidios SUI – Subsidios enviado por CEO 2021-2023.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

Tal como se observa en la Figura 9, la empresa presenta una información con variaciones mínimas entre lo reportado por ella en el marco de la integral y lo cargado al SUI. Estas variaciones se presentan principalmente en el año 2021 con una diferencia de \$1.056.899 pesos; también se evidencia que, en el año 2022 la diferencia es aún más mínima por valor de \$ 176.495 pesos, lo cual muestra una buena calidad de información de la empresa.

En lo relacionado con la información de contribuciones, se observan ciertas diferencias en la información, tal como se observa en la Figura 10.

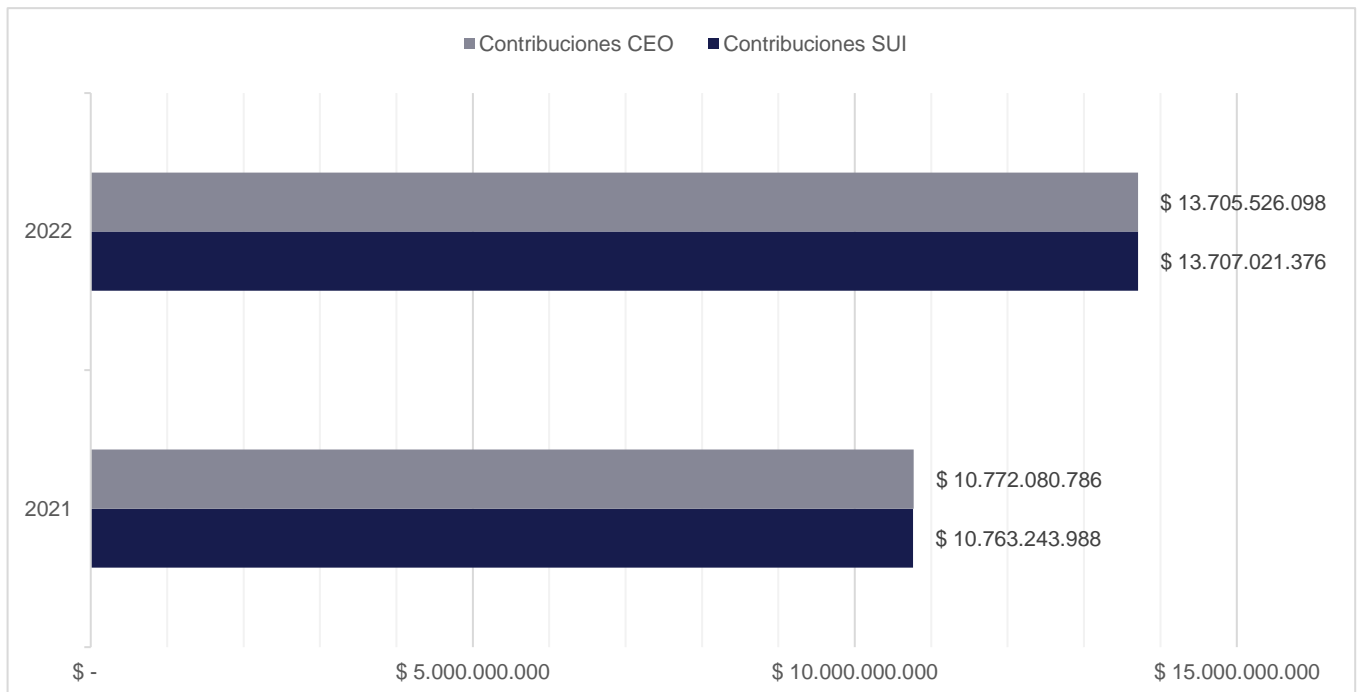


En el año 2021 hay una variación de más de \$8.000.000 millones de pesos y en el 2022, si bien la diferencia es de solo \$ 1.400.000 millón de pesos, cabe resaltar dos movimientos que se dieron en julio y agosto uno positivo y otro negativo por valor de 30.7 millones de pesos.

Se entiende que la empresa debe hacer el ajuste en el formato debido a que éste tiene un error en la información, el cual ya fue identificado por el prestador. Sin embargo, hasta que no se haga el ajuste en el SUI, los datos oficiales de la empresa son los expuestos en el marco de la integral.

Por tal motivo, es importante que la empresa haga las validaciones necesarias en la información que remite y/o la que ha cargado en el SUI para que, si es necesario, se haga la reversión de la misma y de esta forma, hacer que los datos sean consistentes con lo remitido en el marco de la evaluación integral.

**Figura 10. Contribuciones SUI – Contribuciones enviado por CEO 2021-2022.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

De igual forma, otra información relevante que se verificó fue la cantidad de usuarios que tiene la empresa sujetos de subsidio, estos usuarios son los que se encuentran en los estratos 1, 2 y 3.

**Tabla 23. Diferencia entre usuarios reportados CEO 2022.**

Mes\Estrato	SUI			EMPRESA			DIFERENCIAS		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Enero	275.206	75.482	29.159	258.046	72.039	27.495	17.160	3.443	1.664
Febrero	276.116	75.515	29.231	257.571	72.266	27.736	18.545	3.249	1.495
Marzo	276.806	75.459	29.321	225.032	66.869	23.595	51.774	8.590	5.726
Abril	277.631	75.687	29.351	275.875	75.027	30.846	1.756	660	- 1.495
Mayo	278.768	76.011	29.547	260.730	72.258	27.988	18.038	3.753	1.559
Junio	279.487	76.178	29.559	261.513	72.548	28.092	17.974	3.630	1.467
Julio	280.187	76.504	29.466	262.157	72.937	27.980	18.030	3.567	1.486
Agosto	281.213	76.993	29.308	263.390	73.458	27.898	17.823	3.535	1.410
Septiembre	282.331	77.300	29.328	267.257	73.801	27.937	15.074	3.499	1.391
Octubre	283.112	77.426	29.383	269.090	74.212	28.184	14.022	3.214	1.199
Noviembre	283.960	77.598	29.434	270.648	74.207	28.122	13.312	3.391	1.312
Diciembre	284.696	77.754	29.419	271.687	74.558	28.174	13.009	3.196	1.245

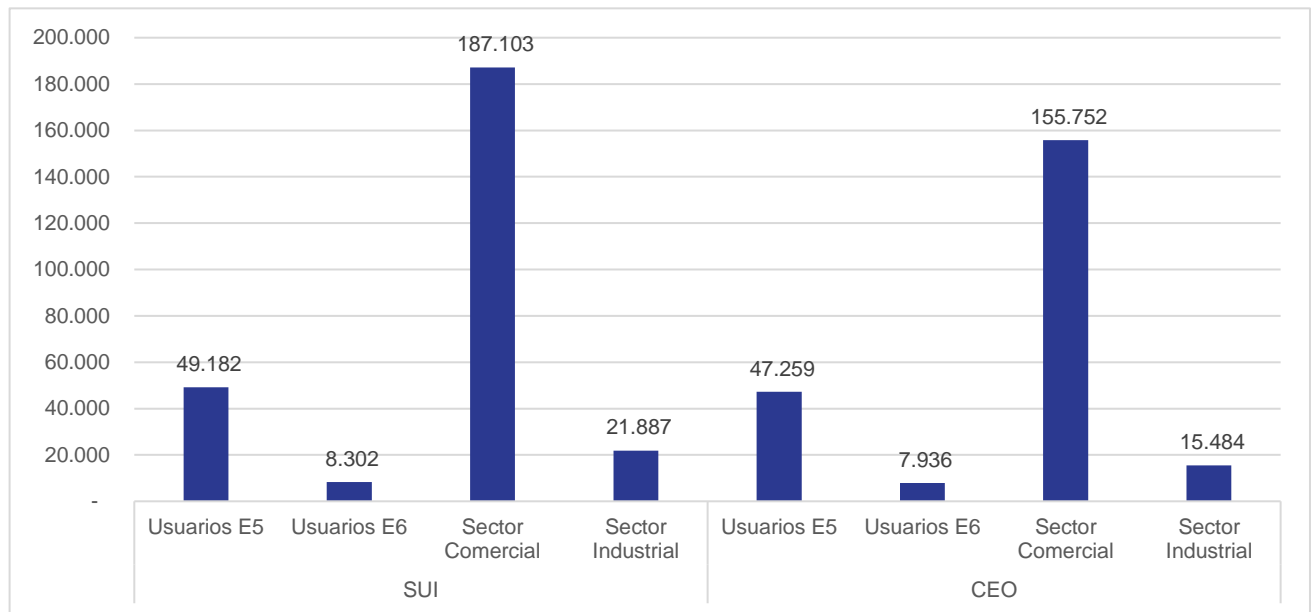
Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

La Tabla 23 ayuda a identificar que hay una diferencia de usuarios en todo el año de 278.703, equivalente a un promedio de 23.225 usuarios mensuales, es decir, la empresa remitió un documento que contiene menos usuarios que los encontrados en los formatos del SUI.

Esta diferencia encontrada se da, según las validaciones realizadas con CEO, a que en el TC1 se encuentra el universo total de usuarios en la empresa; sin embargo, no significa que todos

estos facturen o estén activos, y por este motivo los valores son diferentes. Esta situación se ve también reflejada en la Figura 11 que muestra las diferencias entre los usuarios sujetos a contribuciones.

**Figura 11. Usuarios sujetos de contribuciones CEO 2022.**



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.



Por otra parte, la Figura 11 indica que gran parte de los usuarios sujetos al pago de contribución, corresponden al sector comercial. Este sector representa el 70,2% de contribuyentes lo cual sería una suma de más de 15.592 mil usuarios en promedio mensualmente.

Sin embargo, esta información también presenta diferencias con lo que se encuentra en el SUI, en total hay una diferencia de 40.043 usuarios, lo cual, como se explicó anteriormente se debe al estado activo en facturación por parte de los usuarios.

Finalmente, al realizar la validación de giros recibidos por parte de la empresa, no se encuentran diferencias significativas en lo que reportó en el formato S2. Giros Recibidos y Efectuados.

**Tabla 24. Giros recibidos del MME por parte de CEO 2021-2022.**

Año	Información CEO	Información S2	Diferencia
2021	\$ 118.209.416.975	\$ 118.202.781.813	\$ 6.635.162

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

2022	\$ 99.081.606.290	\$ 99.081.606.290	\$ 0
------	-------------------	-------------------	------

Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

De esta forma se observa en la Tabla 24 que en la vigencia 2022 no hay inconsistencias en lo reportado por la empresa y lo que se encuentra en el formato del SUI. Sin embargo, para el año 2021 se evidenció la siguiente diferencia:

- Giros recibidos por valor de \$ 6.635.162

Al hacer la consulta con CEO, ésta expresa que se debe a un error de la empresa Celsia ya que reportó una contribución que se facturó y reversó posteriormente, por lo cual solicitaron la devolución del recurso, y en este momento queda sujeto a la validación de Minenergía.

#### **4.4.3.6.2. Comentarios adicionales**

- I. Para el periodo de la integral, la empresa no cuenta con usuarios en otros mercados, por lo cual no se generaron giros a comercializadores incumbentes.
- II. Así mismo, la empresa informa que no cuenta con usuarios con condición especial de distrito de riego, ni se encuentran en curso solicitudes para aprobación.
- III. La empresa tiene una diferencia de 78 NITs que no se encuentran en el formato S6, y que si fueron relacionados en las bases de datos facilitadas por la empresa en el marco de la integral. Se hace necesario que la empresa revise esta información y haga los ajustes y/o aclaraciones pertinentes.  
Se entiende que la empresa debe hacer el ajuste en el formato debido a que éste tiene un error en la información, el cual ya fue identificado por el prestador. Sin embargo, hasta que no se haga el ajuste en el SUI, los datos oficiales de la empresa son los expuestos en el marco de la integral.
- IV. Un punto importante que se trató en la integral, y que incluye varias vigencias, es que se identificó que la empresa tiene reportados consumos de usuarios en 0, y, sin embargo, les aplicó subsidio FSSRI. Esta información se encontró principalmente desde la vigencia 2020 hasta la 2022.

La empresa queda con el compromiso de revisar y explicar por qué se presenta esta situación, ya que, en principio, si un usuario no tiene consumo, no le aplicaría la entrega (y por ende la solicitud de la empresa al Minenergía) del subsidio de este fondo. Esta información se le facilitó a la empresa para que puedan hacer las verificaciones pertinentes.

Seguiente, también informan que se debe a movimientos en las facturas a raíz de reclamaciones de los usuarios que terminan en ajuste a las mismas, ajustes asociados a errores al momento de la lectura del equipo de medida por parte de la empresa, al cómo reportan la recuperación de consumos que implica ajustes a subsidios o aplicación de subsidio al denominado consumo comunitario.

#### **4.4.3.6.3. Consumo y facturación FOES**

Por otro lado, en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios - Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social - FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales.

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en Áreas Rurales de Menor Desarrollo (ARMD) y en Zonas de Dificil Gestión (ZDG)

Así mismo, los recursos que se le asignaron en 2022 a la empresa se encuentran en las resoluciones que se relacionan en la Tabla 25:

**Tabla 25. Resoluciones de aplicación FOES 2022.**

<b>Resolución MME</b>	<b>Fecha</b>	<b>Mes Consumo</b>	<b>FOES aprobado en \$/kWh</b>
Res. 00168	11/02/2022	Cons Nov-21	\$ 55,57
Res. 00477	11/03/2022	Cons Dic-21	\$ 65,40
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	\$ 59,53

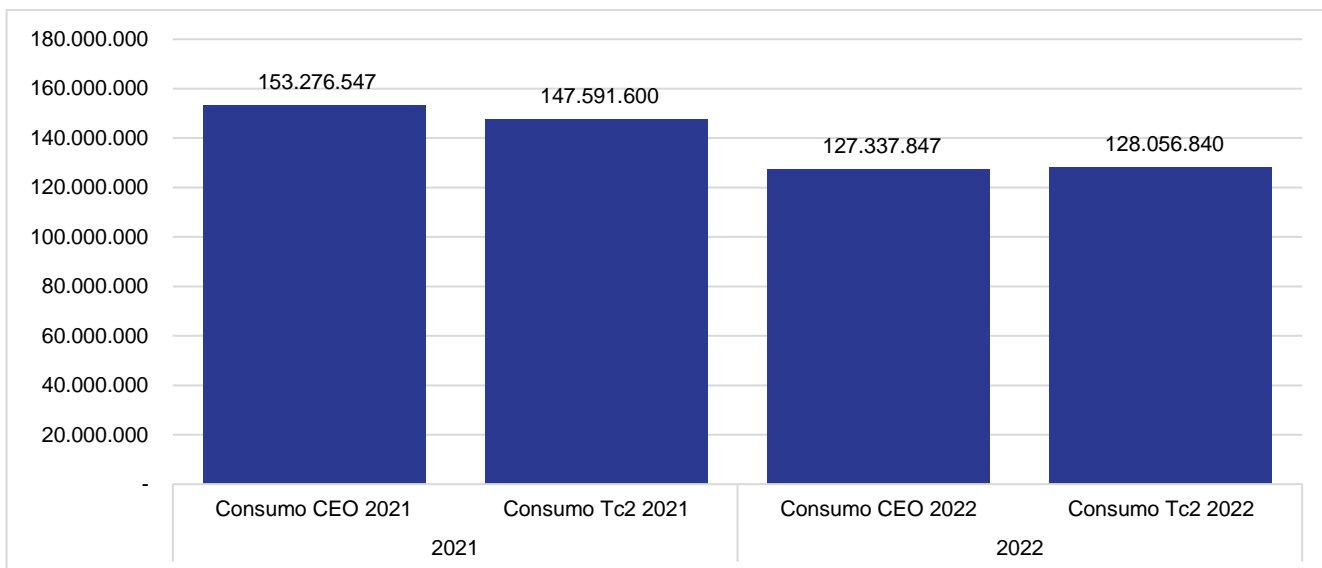
Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado en \$/kWh
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	\$ 71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	\$ 67,79
Res. 01128	1/12/2021	Cons Sep-21	\$ 92,00
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	\$ 69,85
Res. 01248	22/12/2021	Cons Oct-21	\$ 70,96
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	\$ 68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	\$ 70,86
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	\$ 70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	\$ 71,76

Fuente: Elaboración DTGE.

Continuando con la verificación de datos de la empresa, ésta indica que, en el desarrollo normal de la prestación del servicio, las áreas especiales tuvieron un consumo FOES de 127.337.847 kWh en 2022.

Ahora bien, de acuerdo con el análisis de la información que se encuentra en el SUI y el que remite la empresa en el marco de la presente integral, se observa en la Figura 12, que el valor de consumo es muy cercano al que la empresa remitió en el marco de la Evaluación Integral y en la que se extrae del formato de facturación TC2; sin embargo, para la vigencia 2021, hay una diferencia considerable de 5.276.657 kWh, los cuales no pudieron ser conciliados. Para la vigencia 2022, no hubo grandes diferencias y se mantuvieron unos registros muy similares en todos los meses reportados.

**Figura 12.** *Consumos FOES enviados por CEO y Consumo FOES Tc2 2021-2022.*

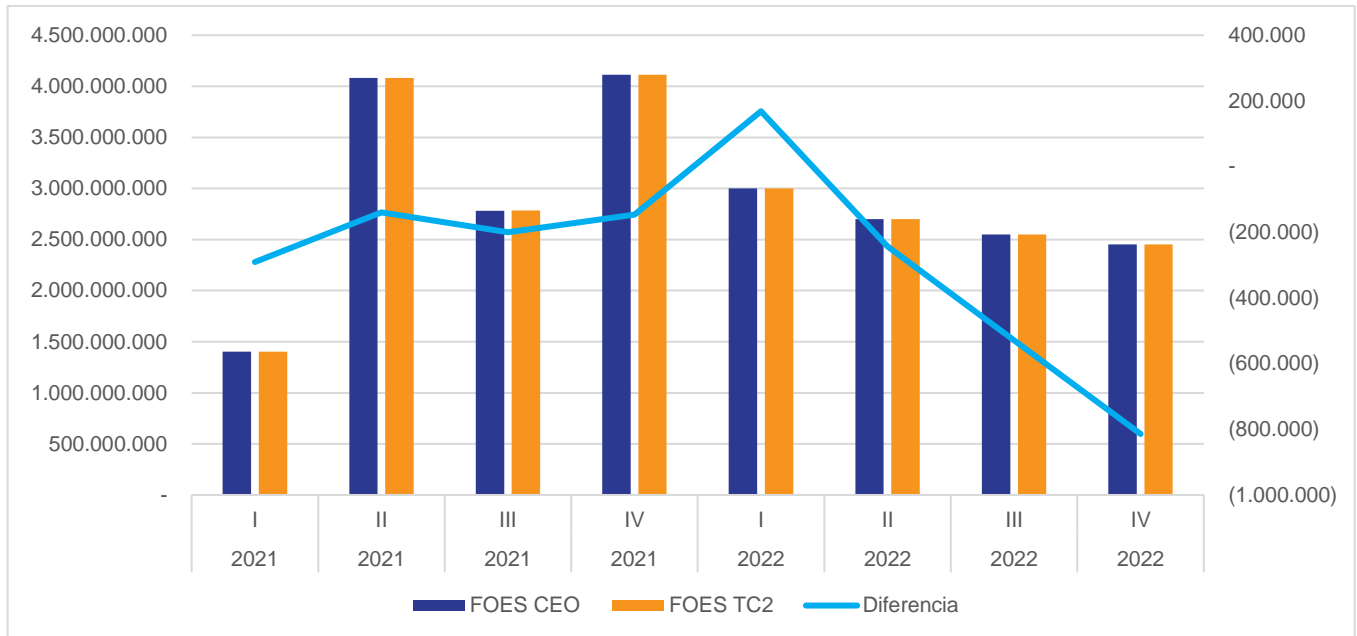


Fuente: CEO; SUI. Elaboración DTGE.

Se observa una disminución en el consumo tanto reportado por la empresa como en el certificado en el aplicativo SUI. Esta disminución fue del 13,2% o lo que es lo mismo de 19.534.760 kWh, la cual se debe a que en el año 2022 una Zonas de Dificil Gestión (ZDG) dejó de serlo, lo cual disminuyó la cantidad de usuarios beneficiarios de FOES.

Por otro lado, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, es la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

**Figura 13.** Comparación aplicación FOES 2021-2022 CEO – TC2 SUI.



Fuente: CEO, SUI. Elaboración DTGE.

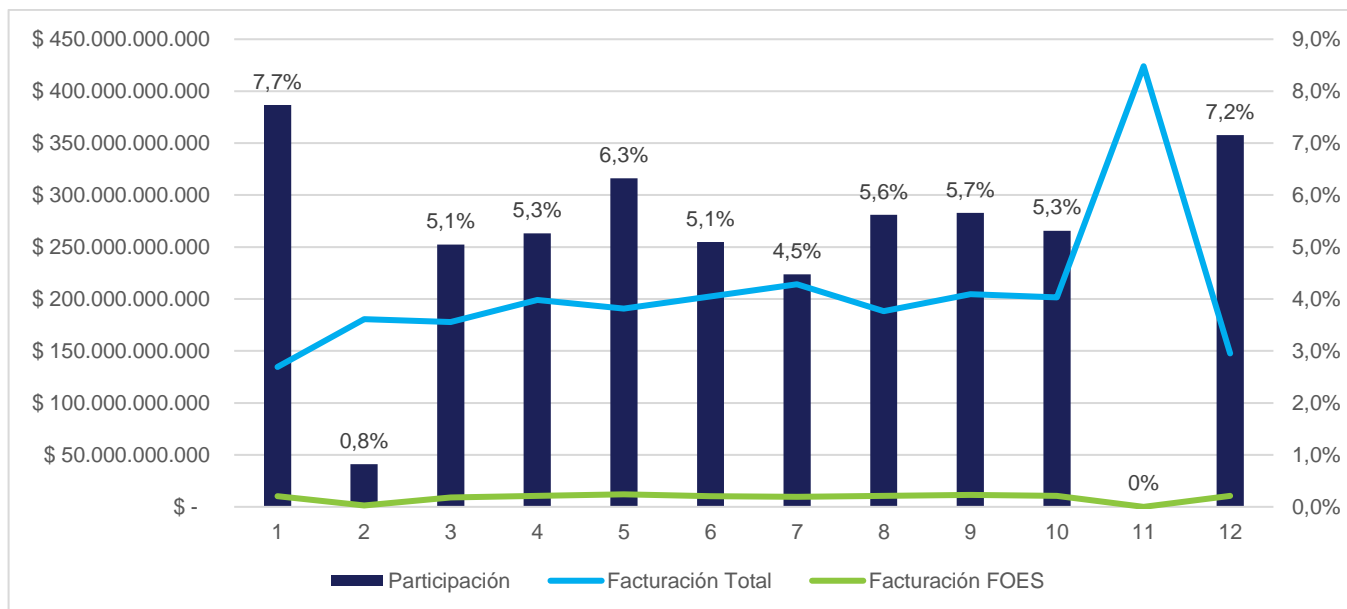
En ese sentido, en la Figura 13 se hace la comparación entre lo que la empresa reportó en el formato TC2 Facturación a usuarios del SUI y lo que remitió en el marco de la evaluación integral. De esta gráfica se puede observar que no hay diferencias significativas entre los dos periodos sujetos a evaluación.

En el año 2021 la diferencia presentada fue de -\$777.222, y para el 2022 se presentó una diferencia por un valor de -\$1.418.486; esto significa que en ninguno de los dos casos la diferencia supera el 0,01% de variación.

Si bien las diferencias no llegan a ser significativas, por parte de la empresa se solicitó al Grupo SUI para el sector de energía y gas la información del formato que se cargó al SUI para poder hacer las validaciones necesarias, y de esta forma, poder identificar a que se deben los datos diferentes.

**Figura 14.** Comparativo de facturación total – facturación FOES 2022.





Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

De igual forma, se observa de la Figura 14 que el valor facturado por concepto FOES tiene una ponderación promedio en la facturación total del 4,9%. La facturación total FOES para estos usuarios fue de \$106.798.072.471 pesos en el año 2022, lo cual significó una disminución de 1,7% con relación a la vigencia inmediatamente anterior, la cual tuvo una facturación total de \$108.649.792.480 pesos.

**Tabla 26. Usuarios Áreas Especiales EMSA 2022-2.**

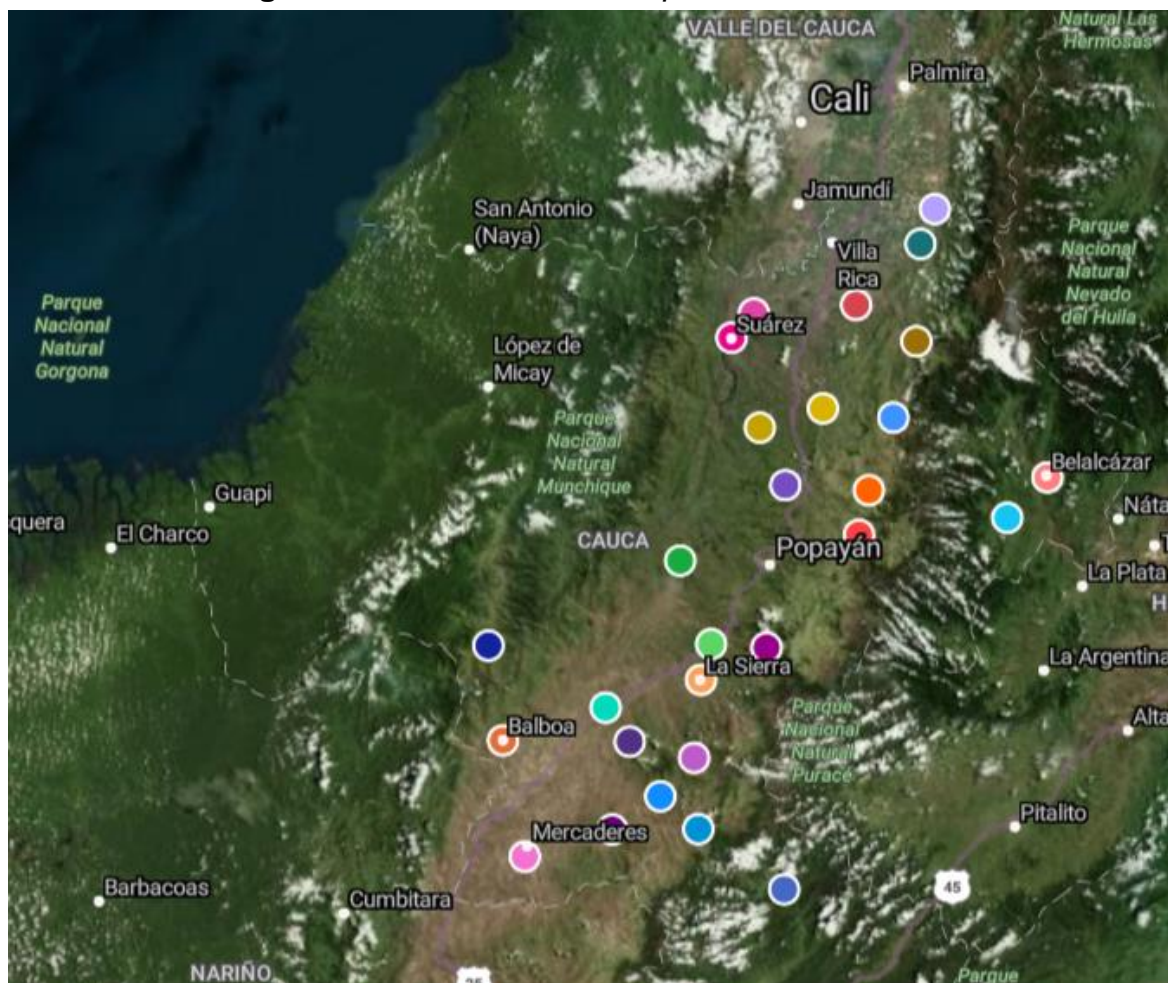
Tipo de área especial	Cantidad de AE
ARMD	26
ZDG	9
<b>Total</b>	<b>35</b>

Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

Continuando con el análisis, y como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con dos tipos de áreas especiales, Área Rural de Menor Desarrollo y Zona de Difícil Gestión, contabilizando un total de 26 ARMD y 9 Zonas de Difícil Gestión (ZDG) tal cual se observa en la Tabla 26.

Así mismo, teniendo en cuenta los datos remitidos por la empresa en el marco de la integral, se observan en la Figura 15, la ubicación en el territorio nacional de las áreas especiales que tiene la empresa.

**Figura 15. Ubicación áreas especiales CEO 2022.**



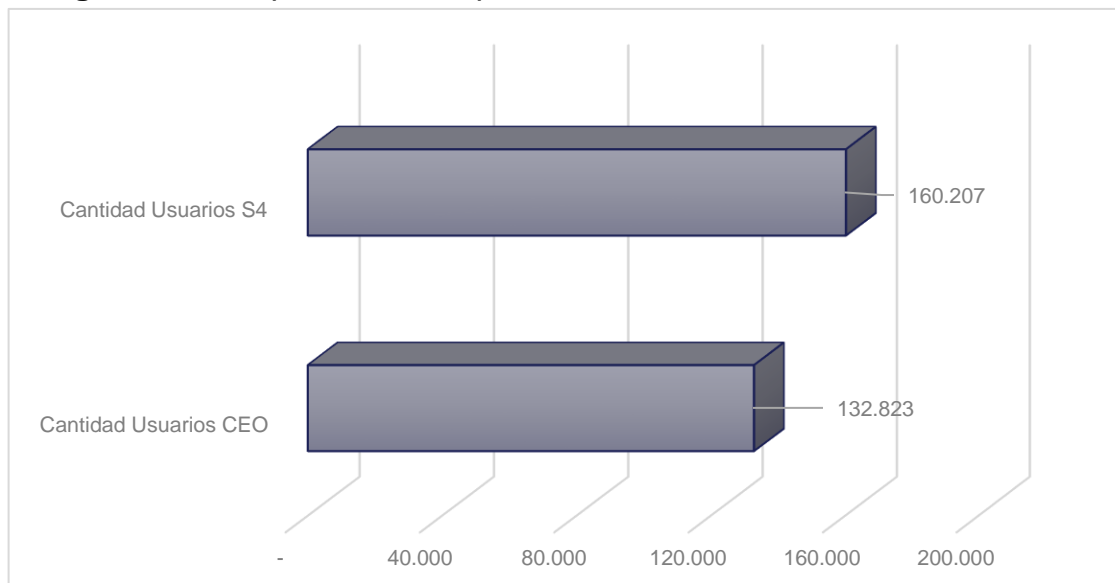
Fuente: SUI, DANE. Elaboración DTGE.

Además, es relevante considerar que todos los territorios atendidos por CEO corresponden a municipios con climas templados y fríos, situados a altitudes superiores a 1.000 metros sobre el nivel del mar. En estas áreas, se establece un límite de consumo eléctrico subvencionado de 130 kWh por mes para cubrir las necesidades básicas. En otras palabras, este es el tope de kilovatios que los hogares pueden utilizar al mes con tarifas subsidiadas. Cualquier excedente de consumo sobre este límite será facturado a la tarifa estándar.

Así mismo, luego de hacer una revisión de datos reportados por la empresa en el SUI y lo remitido en el marco de la evaluación integral, se encuentran diferencias en la cantidad de usuarios reportados a lo largo de los meses del 2022. En la Figura 16 se tomó el total de usuarios reportados a lo largo del 2022 para hacer la comparación de los datos, el cual muestra una diferencia de 27.384 usuarios, los cuales se encuentran de más en lo reportado en el SUI.

Esta diferencia se da debido a que, en el formato S4, Inventario Áreas Especiales FOES, se reporta el universo total de usuarios que se encuentran ubicados en las zonas de áreas especiales, así no pertenezcan a los estratos 1 y 2, y la empresa, según realizó las aclaraciones correspondientes durante la evaluación, remitió una base de datos depurada relacionando únicamente los usuarios sujetos de subsidio FOES.

**Figura 16.** Comparación de reporte de usuarios CEO – Usuarios S4 SUI.



Fuente: SUI, CEO. Elaboración DTGE.

#### **4.4.3.6.4. Consumo Comunitario (CDC) como base para cálculo de subsidios del FSSRI y FOES.**

Durante la revisión de los temas tarifarios y de subsidios el día 29/08/2023, y a través de varias preguntas realizadas a la empresa, se pudo establecer que CEO calcula **Consumo Comunitario** para áreas especiales y lo incluye en las facturas del usuario, que, si bien luego

se descuenta, la empresa si utiliza dicho **Consumo Comunitario** para liquidar subsidio del FSSRI y FOES. Lo anterior, se muestra en la Figura 17, que corresponde a factura allegada como parte de la información remitida por la empresa dentro de requerimiento realizado en virtud de la evaluación integral.

**Figura 17.** Extracto factura aplicación subsidios No. 76123398 del 25/08/2023.

Conceptos del Servicio de Energía			
Cargos	Cant.	Val. Unit.	Subtotal (\$)
Consumo Energía (Kwh)	35	863.1863	30,211.52
Subsidio	35	517.9117	-18,126.91
Consumo Comunitario (Kwh)	60	863.1863	51,791.18
Subsidio Comunitario	60	517.9117	-31,074.70
Corrección Comunitario			-20,716.48
Subsidio Foes	94	69.8500	-6,565.90
Ajuste Por Redondeo			-20.83

Fuente: CEO. **USUARIO:** 576440, **ID FACTURA:** 76123398, **FECHA:** 25/08/2022, **PERIODO FACTURADO:** 24/07/2022 y 23/08/2022

De la Figura anterior, se observa que CEO incluye dos consumos del usuario: **Consumo Energía (Kwh)** igual a 35 y que corresponde al consumo individual usuario obtenido de su medidor y, el **Consumo Comunitario (Kwh)** igual a 60 y que corresponde al denominado consumo distribuido comunitario entendido como la diferencia en la energía registrada en el macromedidor y la sumatoria de todas las medidas individuales del área especial y que luego es “repartido” dentro de los usuarios del área.

Posteriormente, se observa que la empresa liquida por separado, subsidio del FSSRI asociado al **Consumo Energía (Kwh)** y al **Consumo Comunitario (Kwh)** iguales a \$ 18.126,91 y \$31.074,70 respectivamente.

Posteriormente, incluye el concepto “**Corrección Comunitario**” entendido como la parte del consumo comunitario que “asume” la empresa igual a \$20.716,48. Finalmente, que, si bien para el ejemplo es de un consumo de un periodo anterior, la empresa reconoce subsidio FOES tomando como base la suma de **Consumo Energía (kWh)** y al **Consumo Comunitario (kWh)**. Lo anterior, fue confirmado por la empresa durante el espacio.

El efecto de lo anteriormente mencionado es que, si bien el usuario no paga un mayor valor por concepto de **Consumo Comunitario (kWh)** (antes termina pagando menos), la empresa si solicita al Ministerio de Minas y Energía un subsidio por una energía que no sería base para su liquidación por cuanto, conforme al concepto SSPD 309 de 2020 se indicó que:

*Al margen de reiterar que el vocablo “consumo distribuido comunitario” no se encuentra definido o autorizado por la regulación, ha de decirse que el mismo es de uso típico en esquemas de prestación subsidiados con el FOES, en las denominadas áreas especiales de prestación del servicio de energía eléctrica, cuya definición se encuentra en el Decreto Único Reglamentario No. 1073 de 2015.*

*Realizada la anterior aclaración, debe indicarse que en áreas especiales en las que exista micromedición, las empresas prestadoras del servicio de energía, si bien pueden incluir en sus facturas de manera informativa el valor de las pérdidas distribuidas de la zona especial en que se encuentre el usuario, que corresponden a la diferencia positiva entre lo que registra el macro medidor o medidor control y la suma de lo que registran los medidores individuales en la respectiva zona especial (concepto al que tradicionalmente se le denomina consumo distribuido comunitario), no pueden cobrar dichas pérdidas al no estar autorizadas regulatoriamente para ello, toda vez que, al hacerlo se vulneraría la Ley 142 de 1994 y el citado Decreto Único Reglamentario sectorial 1073 de 2015.*

*Desde ese punto de vista, en áreas especiales con micromedición, al momento de realizar la liquidación de la factura mensual del consumo de cada usuario con base en su medición individual, las empresas deben calcular el costo total del mismo para luego restar el valor a subsidiar al consumo mínimo de subsistencia que corresponda, por lo cual el resto del consumo realizado por el usuario, una vez hecho el descuento, debe cobrarse a tarifa plena sin aplicación de subsidio y sin que se admita sumarle a este resultado valor alguno por consumo distribuido comunitario o por cualquier concepto similar a éste.*

*Solo en el caso de usuarios que se encuentren ubicados en zonas que no cuenten con medición individual, pero si con macromedición, será admisible distribuir el consumo registrado en el macromedidor, lo cual deberá hacerse, en todo caso, siguiendo las reglas pactadas entre el prestador y el suscriptor comunitario, de conformidad con lo dispuesto en el literal b) del artículo 2.2.3.3.4.4.2.2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.*

Con base en lo anterior, puede concluirse entonces que el denominado consumo comunitario puede considerarse como una pérdida para el comercializador por cuanto es el resultado de comparar la medición en el macromedidor con las sumas de las medidas individuales del área especial, ya que, dicha diferencia no es atribuible a ningún usuario por cuanto este, ya cuenta con su respectiva medición individual; sin embargo, el prestador incluye dentro de las facturas un **consumo comunitario** con un valor en pesos igual a \$ 51.791,18, descontándolo de la factura a través de los conceptos **Subsidio Comunitario** por valor de - \$ 31.074,70 y **Corrección Comunitario** por valor de - \$ 20.716,48 donde la empresa reconoce que el **Subsidio Comunitario** es aportado por el Ministerio de Minas y Energía y la **Corrección Comunitario** es asumida por ellos como aporte empresa tal como se muestra en la Tabla 27:

**Tabla 27.** Liquidación factura No. 76123398 del 25/08/2023.

	Consumo	Valor Unitario	Subtotal	
<b>Consumo Energía (kWh)</b>	35	863,1863	30.211,52	
<b>Subsidio</b>	35	517,9117	-18.126,91	
<b>Consumo Comunitario</b>	60	863,1863	51.791,18	Sumatoria igual a cero
<b>Subsidio Comunitario</b>	60	517,9117	-31.074,70	
<b>Corrección Comunitario</b>	0	0	-20.716,48	
<b>Subsidio FOES</b>	94	69,85	6.565,90	

Fuente: CEO. Elaboración DTGE.

No obstante, para la Superservicios, a la luz del concepto mencionado, no sería válido solicitar un subsidio al Minenergía de un consumo que, i) no fue consumido por el usuario y ii) se

considera una pérdida del comercializador, y que, si bien es incluido como un menor valor a pagar por el usuario, termina siendo un subsidio que cubre un consumo no atribuible al usuario.

Con base en lo anterior, se muestra que el comercializador presuntamente se benefició por - \$ 31.074,70 por la aplicación del subsidio FSSRI al concepto de Consumo Comunitario, energía que es considerada una pérdida del comercializador, mientras que el usuario se vio beneficiado por un valor de -\$ 18.126,91 correspondiente a la aplicación del subsidio FSSRI por consumo individual.

En este mismo sentido, y de acuerdo con lo expuesto por la empresa, el valor de subsidio FOES asociado al consumo de 94 kWh, corresponde a la suma de **Consumo Energía (kWh)** y al **Consumo Comunitario (kWh)** de la respectiva factura de origen, por lo que parte de este subsidio presuntamente estaría cubriendo un consumo no atribuible al usuario.

Finalmente, se solicitó a la empresa información de facturación desde el año 2018 a la fecha, que deberá ser entregada a más tardar el 31 de octubre de 2023 de forma que la Superservicios pueda hacer las respectivas revisiones del caso.

#### **4.4.3.6.5. Comentarios adicionales**

- I. La empresa no cuenta con barrios subnormales, por lo cual no tiene medición con macromedidor.
- II. En el desarrollo de la integral, y al hacer la validación de la aplicación de FOES, la empresa indica que hace la distinción de consumo y consumo distribuido comunitario, y con base en ello, solicita al Minenergía recursos FOES.
- III. El formato S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES tiene unas diferencias con el formato de facturación TC2, específicamente en el mes de enero de 2021, el cual presenta una inconsistencia de \$6.963.370 según anexo remitido en la tercera entrega de información por parte de CEO, el cual se debe, según la empresa, a

un error de digitación al momento de realizar el cargue, el cual va a ser subsanado mediante reversión.

- IV. La empresa debe hacer los ajustes necesarios en el formato S2. Giros Recibidos y Efectuados, específicamente en el campo en el que se reporta la resolución del Minenergía en la cual distribuye los recursos de los subsidios. Esta información debe estar acorde con los lineamientos que se dan en la Resolución SSPD-20212200012515.
- V. Actualmente la empresa al reportar el formato S3, Acuerdo suscriptor comunitario, no ha hecho la actualización de las fechas de prórroga y por tal motivo, se evidencia que todos están vencidos y esto se configuraría en un error de reporte por parte de la empresa que debe subsanar. Al hacer el ejercicio de reversión, el campo que debe modificar tiene unas limitaciones en cuanto a las prórrogas, las cuales se van a analizar y revisar para facilitar el reporte de información a CEO.

Se entiende que la empresa debe hacer el ajuste en el formato debido a que este tiene un error en la información, el cual ya fue identificado por el prestador. Sin embargo, hasta que no se haga el ajuste en el SUI, los datos oficiales de la empresa son los expuestos en el marco de la integral.

- VI. Es importante que para el formato S7, Inventario Macromedidores FOES, la empresa diligencie el campo ID mercado ya que este no puede quedar vacío porque puede llegar a generar inconsistencias en la información para la SSPD.

#### **4.4.3.7. Aspectos tarifarios**

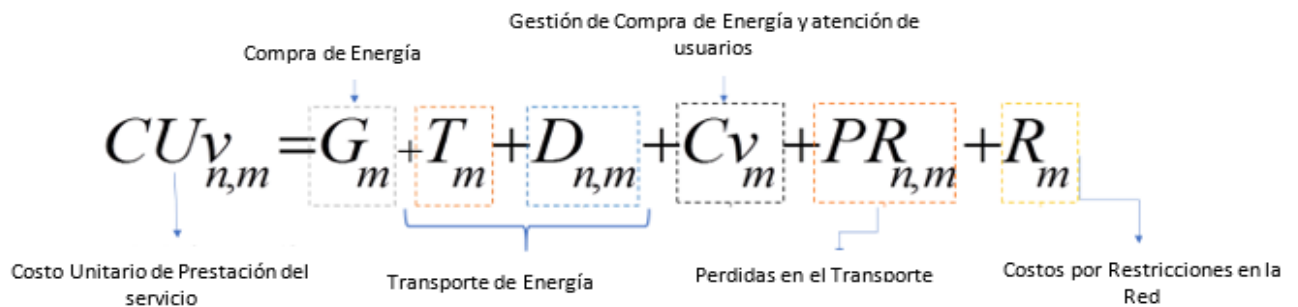
De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), CEO atiende usuarios regulados y no regulados. Para el caso del mercado regulado, el presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación



del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

#### 4.4.3.7.1. Usuarios regulados

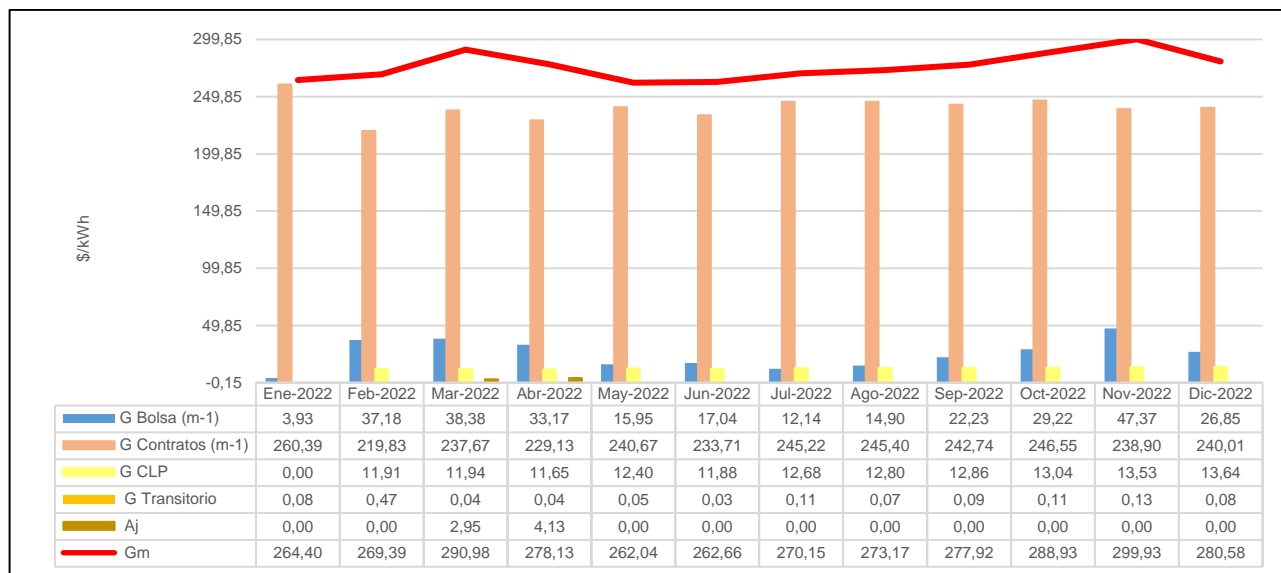
El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, que corresponde al costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



#### 4.4.3.7.2. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 174 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador, bien sea vía contratos bilaterales, o bolsa en el mercado de energía mayorista u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 18.

**Figura 18. Componente de Generación (G) 2022 – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

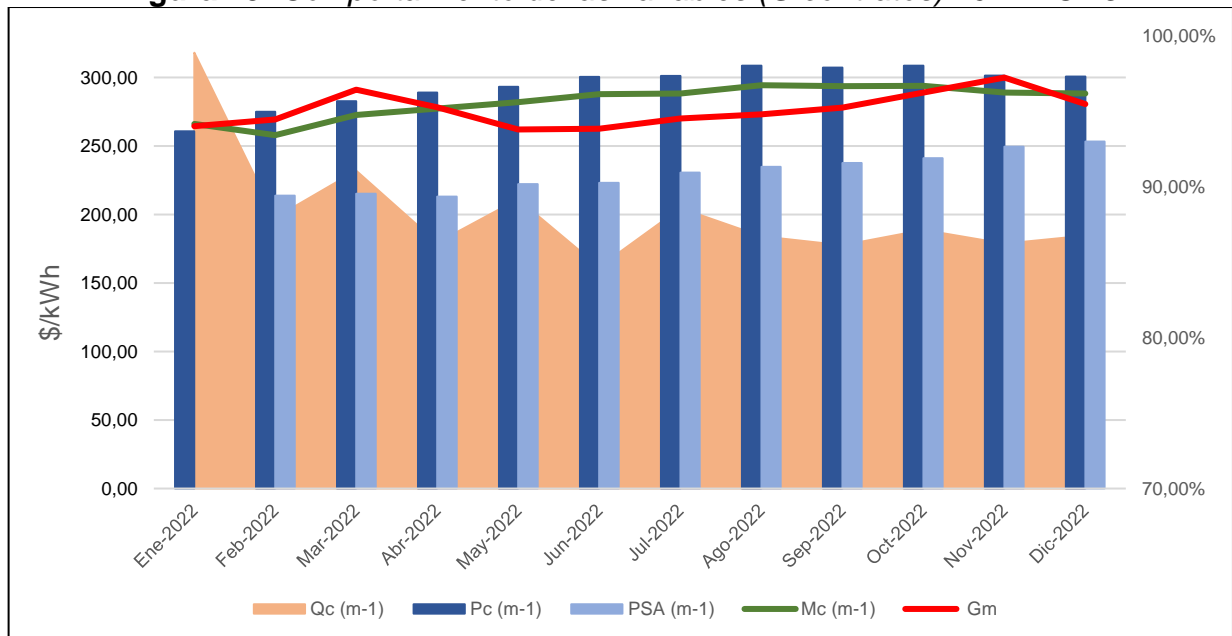
Con base en la Figura 18, pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2022. Se observa un aumento en el primer trimestre, seguido de una notable disminución. En el cuarto trimestre, se registra otro incremento, alcanzando el valor máximo de 299,93 \$/kWh para el mes de noviembre. Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las áreas de color curuba corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten los casos de entrega de energía que tenga traslado al usuario final.

El aumento del componente de Generación en el mes de marzo correspondió a 11,86% con respecto al mes anterior y estuvo determinado por un leve incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en marzo de 2022 el 28,56% del precio promedio de bolsa que fue de 238,969 \$/kWh.

#### 4.4.3.7.2.1. Compras en contratos

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

**Figura 19. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 - CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De la Figura 19 se puede observar que, en el año 2022, CEO adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero superior al precio promedio del mercado (Mc), con excepción al mes de enero el cual superó dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 294,03 \$/kWh, manteniéndose por encima del promedio de Mc para el mismo período, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 276,52 \$/kWh.

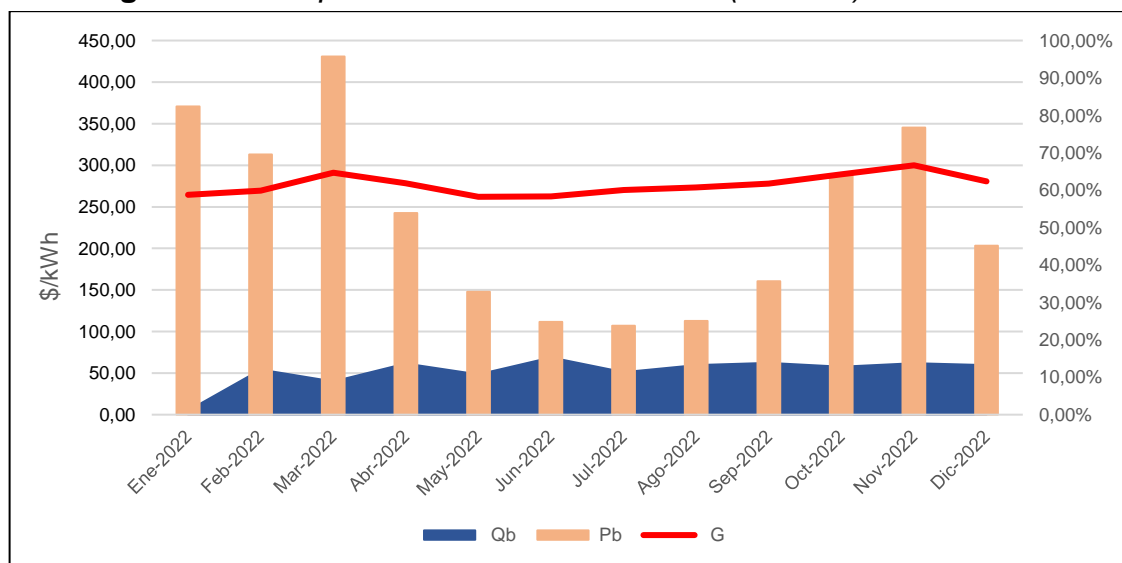
En la misma gráfica, se puede observar lo sucedido en el mes de noviembre de 2022; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la

demanda regulada en contratos, representada por  $Q_c$ , se mantuvo en un promedio para dicho mes de 86,25%, dejando así un 13,75% expuesto al mercado de bolsa a un precio ( $P_b$ ) de 345,38 \$/kWh.

#### 4.4.3.7.2.1.1. Compras en bolsa

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa ( $P_b$ ), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa ( $Q_b$ ) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales ( $G$ ).

**Figura 20. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 20, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por CEO. Este componente experimenta un aumento significativo en el mes de noviembre de 2022, cuando un precio en la bolsa ( $P_b$ ) de 345,38 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 13,75% resultaron en un valor de Generación ( $G$ ) de 299,92 \$/kWh en noviembre de 2022. Efecto similar al visto para marzo, donde si bien la exposición a bolsa es menor, el precio de bolsa  $P_b$  fue el más alto del año.

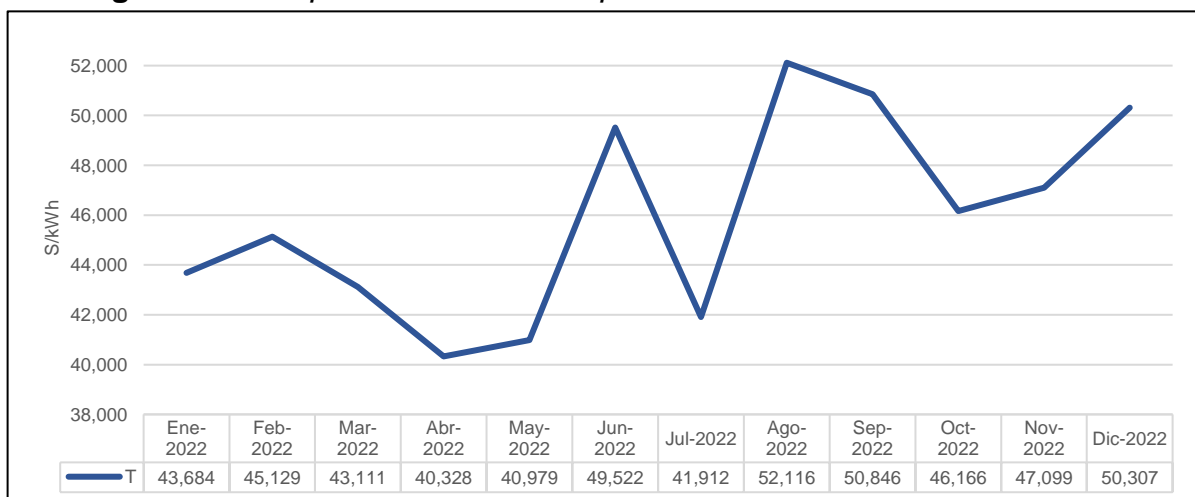
Es importante destacar que, a pesar de que el aumento en los precios en la bolsa afecta el valor del componente de generación debido a que supera el 10%, CEO logra cubrir la mayor parte de la demanda mediante la adquisición de energía a través de contratos.

#### **4.4.3.7.3. Componente de Transmisión**

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular, es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la Figura 21 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por CEO a sus usuarios durante el año 2022. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

**Figura 21. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

#### **4.4.3.7.4. Componente de Distribución**

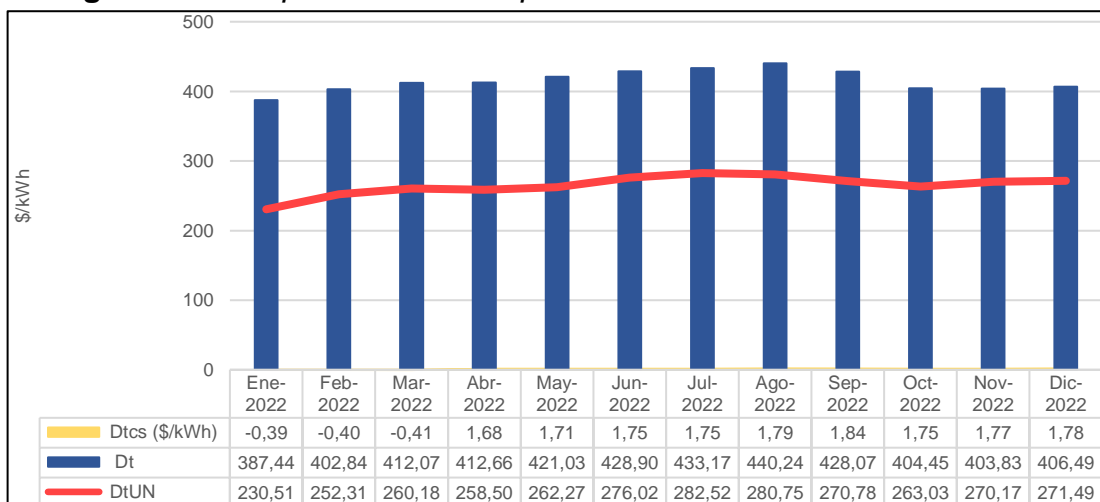
El componente de Distribución está asociado al costo del sistema de distribución, conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente considera principalmente los gastos administrativos, de operación y mantenimiento relacionados con la distribución de energía eléctrica en los STR (Sistemas de Transmisión Regional) y SDL (Sistemas de Distribución Local), así como los cargos por el uso de los activos del Operador de Red (OR). Estos cargos, expresados en \$/kWh, remuneran las inversiones en los activos utilizados en los SDL, STR, y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la prestación del servicio. Los cargos para los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas).

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD).

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Así, CEO fue asignado al ADD Occidente de acuerdo con la Resolución 181347 de 2010 junto con las empresas: Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P., Celsia Colombia S.A. E.S.P, Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P., Empresas Municipales de Cali EICE E.S.P., y Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P. Actualmente, CEO obtuvo su aprobación de ingresos de distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 141 de 2019. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

**Figura 22. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 22 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Occidente a lo largo de 2022. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 264,88 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 282,52 \$/kWh en julio, mientras que el valor más bajo fue de 230,51 \$/kWh en enero. Es importante resaltar que el valor de DtUN es inferior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia es cubierta a través de transferencias de otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores de cargos de distribución menores al DtUN.

En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que el valor promedio fue de 415,10 \$/kWh, alcanzando el valor máximo en el mes de agosto de 2022 con un valor de 440,24 \$/kWh y un valor mínimo de 387,44 \$/kWh para el mes de enero. Así mismo, también

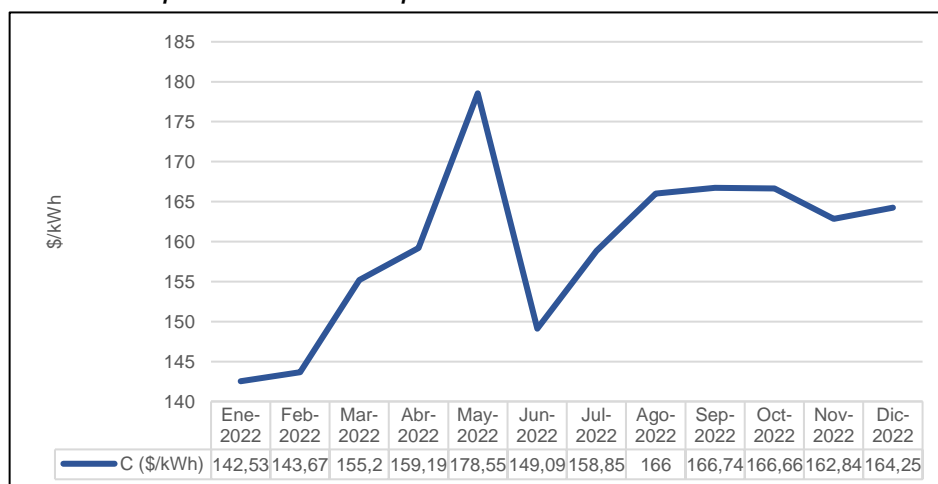
se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs). A partir del segundo trimestre de 2022, se observan valores positivos para este incentivo; sin embargo, en el primer trimestre, se registraron valores negativos.

#### **4.4.3.7.5. Componente de Comercialización**

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C\*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de CEO, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 119 de 2015.

**Figura 23. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

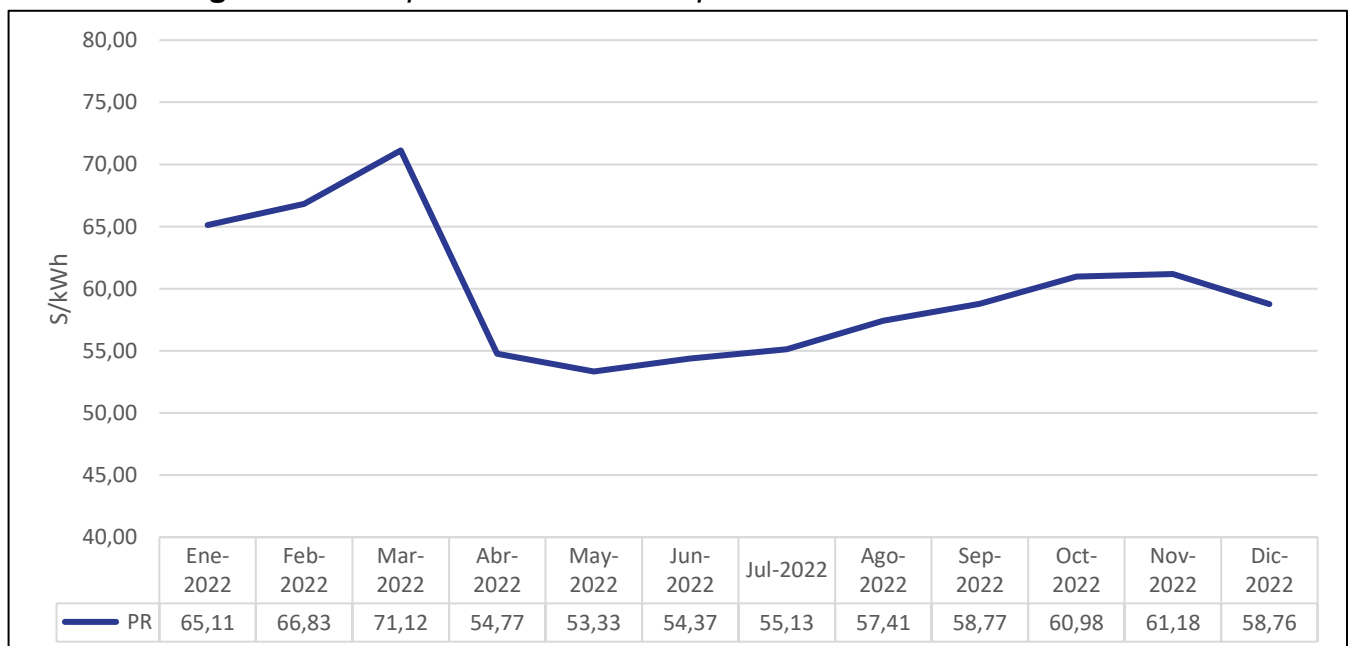


Según se muestra en la Figura 23, a lo largo del año 2022, el componente experimentó una variación en su valor. Durante el mes de enero, se registró el valor mínimo de 142,53 \$/kWh, mientras que en mayo se alcanzó el valor máximo de 178,55 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C\*) debido a los aumentos del CUM-1 y a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en las ventas de usuarios regulados a partir de mayo de 2022.

#### 4.4.3.7.6. Componente de Pérdidas

El componente de Pérdidas corresponde al costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas referidas al STN al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

**Figura 24. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – CEO**



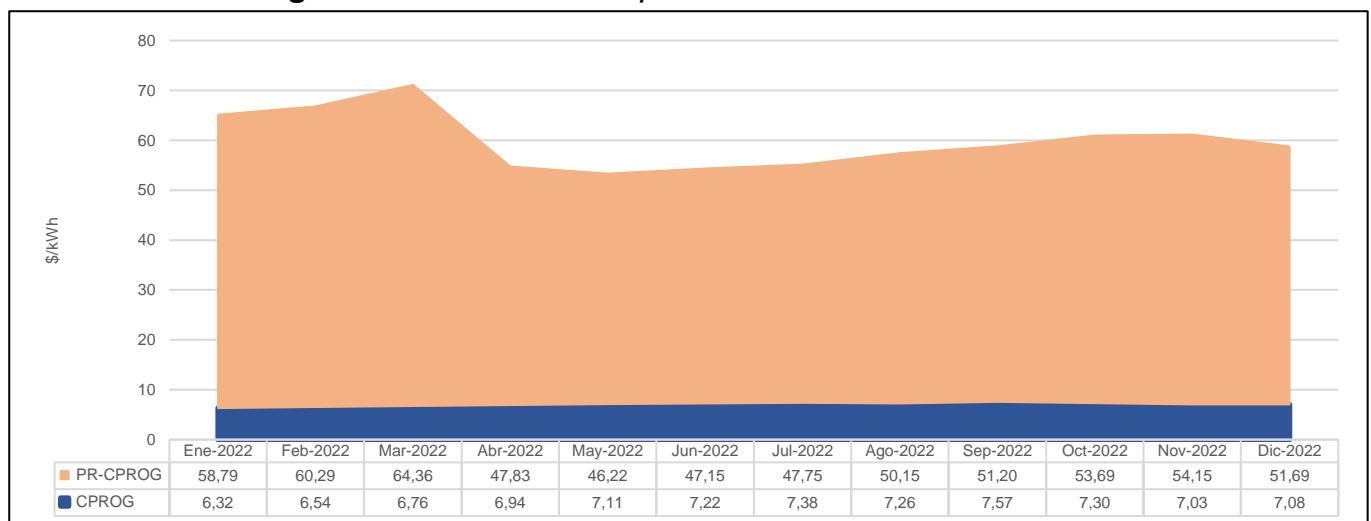
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Figura 24 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento. Esta curva es afectada también por la aplicación de la variable CPROG.

Así mismo, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de los mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingresos regulados y haya optado por plan de pérdidas.

Es importante mencionar que, en el caso de CEO para el año 2022, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 25:

**Figura 25. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el Figura 25 se puede observar como el valor de las perdidas ha fluctuado durante el año 2022. Para el mes de abril, experimentó una notable disminución del 25,69%, disminuyendo de 64,36 \$/kWh a 47,83 \$/kWh, dicho cambio coincide con la tendencia presentada en el valor del componente G para el mismo periodo.

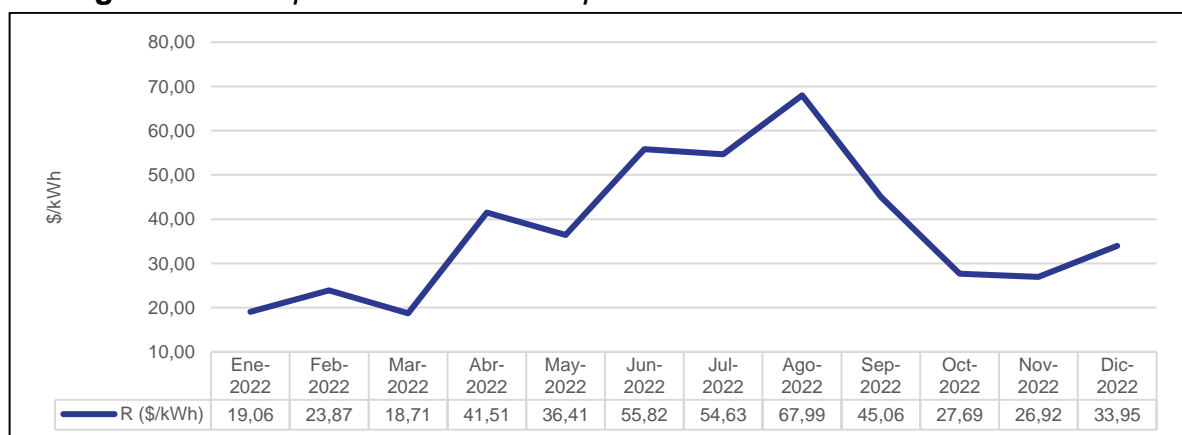
La variable CPROG tuvo un valor promedio de 7,04 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR – CPROG).

#### **4.4.3.7.7. Componente de Restricciones**

En el componente de Restricciones, se ve reflejada la compensación de los sobrecostos en el sistema generados en los despachos de energía y asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o por la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

El ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

**Figura 26. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 26 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar un aumento de 5,17 \$/kWh durante el mes de marzo de 2022, continuando con esta tendencia hasta el mes de agosto de 2022 con aumentos de 7,35 \$/kWh. Sin embargo, para el mes de septiembre de 2022, el componente experimentó una reducción significativa de 22,94 \$/kWh

El valor mínimo del componente se registró en el mes de marzo, alcanzando los 18,71 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en agosto, con 67,99 \$/kWh. Esto implica una variación de 49,29 \$/kWh entre los dos valores extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

#### **4.4.3.7.8. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)**

El porcentaje de participación observado en el año 2022 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de CEO fue en promedio el siguiente:

**Tabla 28.** Peso porcentual de los componentes del CU 2022 - CEO

<b>Cu v n,m</b>	<b>Gm</b>	<b>Tm</b>	<b>D n,m</b>	<b>C Vm</b>	<b>PR n,m</b>	<b>Rm</b>
2022	32,8%	5,4%	31,4%	18,9%	7,1%	4,5%

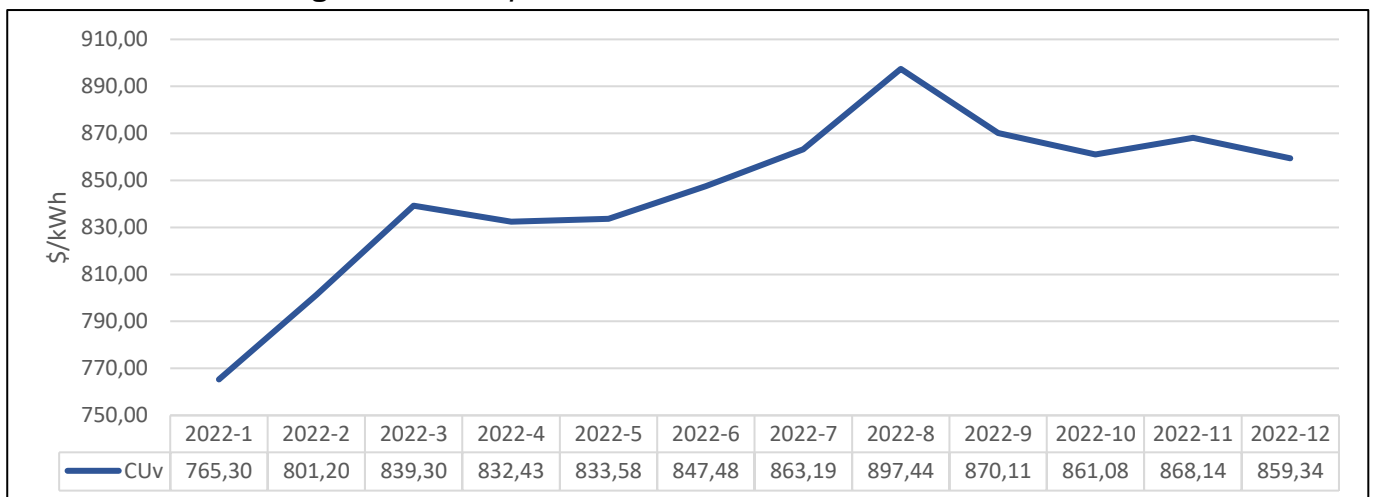
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes relacionada en la Tabla 28, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 64,2% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en los precios de los contratos y de la afectación de la exposición a bolsa para algunos meses, mientras que el componente de

distribución adquirió un mayor valor al calculado por la empresa de acuerdo al DtUN de la ADD a la que pertenece CEO.

En la Figura 27 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de CEO fue de 765,30 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de agosto alcanzando los 897,44 \$/kWh, este se vio afectado por un aumento de 13,36 en el componente de Restricciones.

**Figura 27. Comportamiento del valor de CU 2022 – CEO**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Finalmente, se indica que CEO no se encuentra aplicando la opción tarifaria de la que trata la Resolución CREG 012 de 2020, por lo tanto, para el cálculo de las tarifas el prestador utiliza el valor calculado del Costo Unitario de Prestación del servicio (CU) mediante la metodología tarifaria general (CUv). De esta forma la empresa al no encontrarse incluida en la metodología de opción tarifaria tampoco posee Saldos Acumulados.

#### **4.4.3.7.9. Tarifas de Energía Eléctrica.**

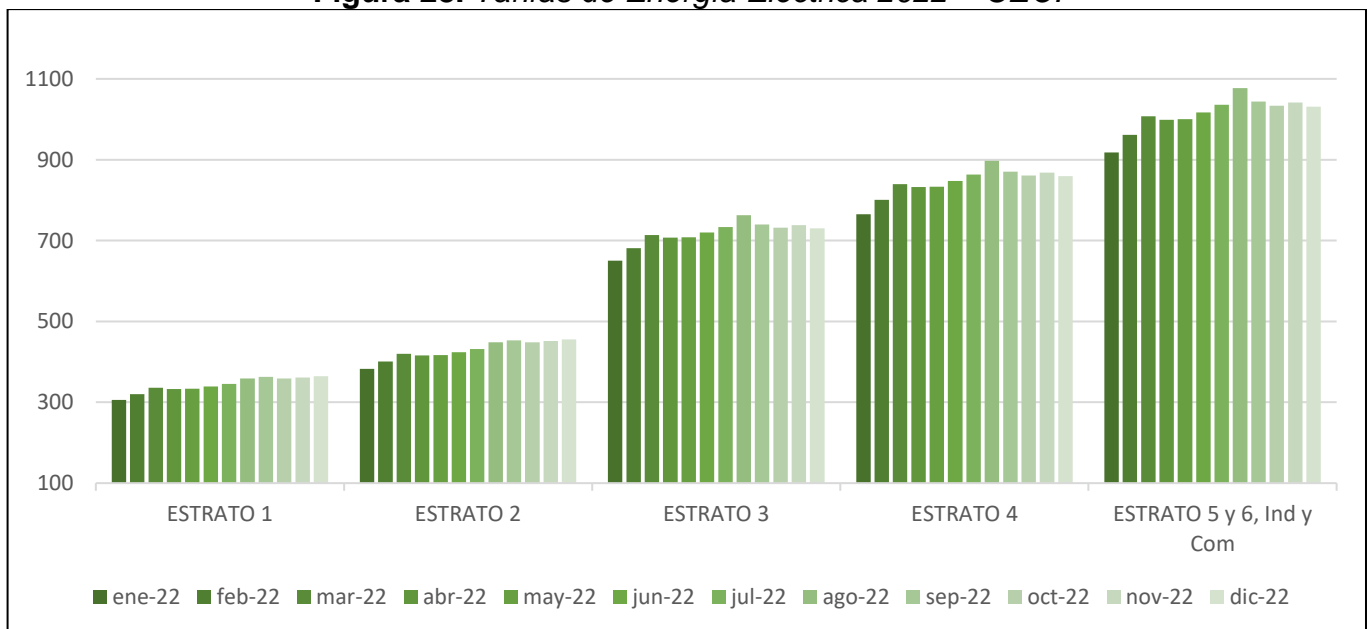
En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato

4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

En el caso específico de CEO que no aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el valor del CU calculado a partir de la metodología general se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 28 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2022. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

**Figura 28. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 28 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente, sin embargo, a partir del mes de octubre se evidencian disminuciones

en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022 (Ver Tabla 29).

**Tabla 29. Tarifas de energía eléctrica 2022 NT1 Prop. OR - CEO**

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	306,12	382,65	650,51	765,30	918,36
Feb-22	320,48	400,60	681,02	801,20	961,44
Mar-22	335,72	419,65	713,40	839,30	1007,16
Abr-22	332,97	416,21	707,56	832,43	998,91
May-22	333,43	416,79	708,55	833,58	1000,30
Jun-22	338,99	423,74	720,36	847,48	1016,97
Jul-22	345,27	431,59	733,71	863,19	1035,82
Ago-22	358,98	448,72	762,82	897,44	1076,93
Sep-22	362,64	453,30	739,59	870,11	1044,13
Oct-22	358,88	448,60	731,92	861,08	1033,30
Nov-22	361,46	451,82	737,92	868,14	1041,77
Dic-22	364,24	455,30	730,44	859,34	1031,21



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

### **Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.**

El pasado 28, 29 y 30 de agosto de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a la CEO en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2023.

- **Procedimiento del Cálculo de Tarifas**

En el proceso de cálculo mensual de tarifas la empresa utiliza como herramienta de cálculo un archivo Excel, el proceso del mismo cuenta con dos fases: El primero, en el cual el profesional calcula las tarifas y el segundo donde el director del área de regulación verifica dichos cálculos y aprueba vía correo electrónico. Una vez son aprobados los cálculos, los mismos son socializados a las diferentes áreas de la empresa para que ejecuten lo de su competencia (publicación, reporte SUI, facturación etc.).

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
---	---	---

La herramienta principal de cálculo mensual es un archivo Excel, el cual es alimentado a partir de 8 tipos de insumos que son facilitados por diferentes áreas de la empresa, los cuales son:

- Balance de Energía: información de las compras de energía realizadas por la CEO;
  - Área de compras.
  - G transitorio: Autogeneración que generó créditos: área de facturación
  - Garantías: Enlace proveedor
  - Archivo Tarifas: Se reciben los consumos y valores facturados
  - Tasa AJ: Área de planeación financiera
  - Usuarios Gobierno: FAZNI infraestructura para el tema de cálculo de riesgo de cartera
  - Variables para T9
  - Información de XM: Se descarga el 14 de cada mes.
- **Documentación del procedimiento de cálculo de Tarifas**

CEO cuenta con el instructivo interno 013, el cual contiene el paso a paso del cálculo realizado por la empresa, incluyendo las diferentes fuentes a través de las cuales se extrae la información, las áreas de las cuales se reciben los insumos para alimentar el archivo Excel de cálculo y los actores que intervienen.

• **Funcionamiento del Software Tarifario**

Actualmente la empresa se encuentra en desarrollo del Software Mithra a partir del cual ya se ha logrado validar las tarifas hasta el mes de febrero del año 2023. Se busca implementar la versión 8 del sistema comercial Open Smart Flex, con el fin de que se suprima la manipulación del archivo por parte del área de facturación, así como la generación de la información a reportar en el SUI; sin embargo, la descarga de los archivos desde la página de XM continuará siendo manual.

• **Hallazgos evidenciados en calidad de información**



- En el análisis de información realizado del formato T9, desde el grupo comercial se pudo identificar que, para el mes de octubre de 2022 existe un mal reporte en la información relacionada con los valores reportados en los campos 13 “AGPE” al reportar un 99,99% y el campo 19 “W” al reportarse como la conversión decimal del mismo, sin tener en cuenta lo estipulado con los lineamientos de cargue de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. Ver Figura 29.

**Figura 29. Reporte de información T9 SUI**

AÑO	PERIODO	ID_EMPRES A	NOMBRE_EMPRESA	AGPE	W
2022	10	23442	COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P.	99,99999	0,938020

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Al respecto la empresa indica que, hubo un error en el momento de reportar la información, por lo tanto, la CEO solicitó la reversión de la información mediante radicado SSPD N°. 20235293297432 del 06 de septiembre de 2023, a la cual se dio respuesta favorable mediante radicado 20232033842851 del 09 de octubre de 2023, de esta forma, el prestador ya corrigió la información en el SUI.

#### 4.4.3.8. Usuarios No regulados

En el análisis de esta sección, es relevante resaltar que la Ley 143 de 1994 estableció la definición de usuario no regulado como aquella persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada. Sin embargo, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó estos límites, estableciendo que, para ser considerado usuario no regulado, una persona natural o jurídica debe tener una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh por instalación legalizada. Además, se requiere que el usuario no utilice las redes públicas de transporte de energía eléctrica y que la energía se utilice en un mismo predio o en predios contiguos.

Para los usuarios no regulados, las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, a través de contratos bilaterales. En este caso, el precio no se determina mediante una metodología regulatoria. Según la información comercial

reportada por CEO. en el Sistema Único de Información (SUI) para el año 2022, la empresa prestó servicios a usuarios no regulados.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021, usando los campos y filtros de la Tabla 30:

**Tabla 30. Campos utilizados de la Resoluciones SSPD**

Resolución 12515 de 2021
Campo 1: NIU
Campo 5: Tipo de factura
Campo 12: Tipo de Tarifa
Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI. – CEO S.A E.S.P.

La información proporcionada en esta sección se complementó con datos adicionales que se obtienen al vincular el Número de Identificación del Usuario (NIU) del Formato TC2 con el Formato TC1. Estos datos incluyen información específica sobre la empresa, el mercado, el sector, el tipo de usuario y el nivel de tensión para el mismo período, teniendo en cuenta el nivel de tensión y el sector (condición especial).

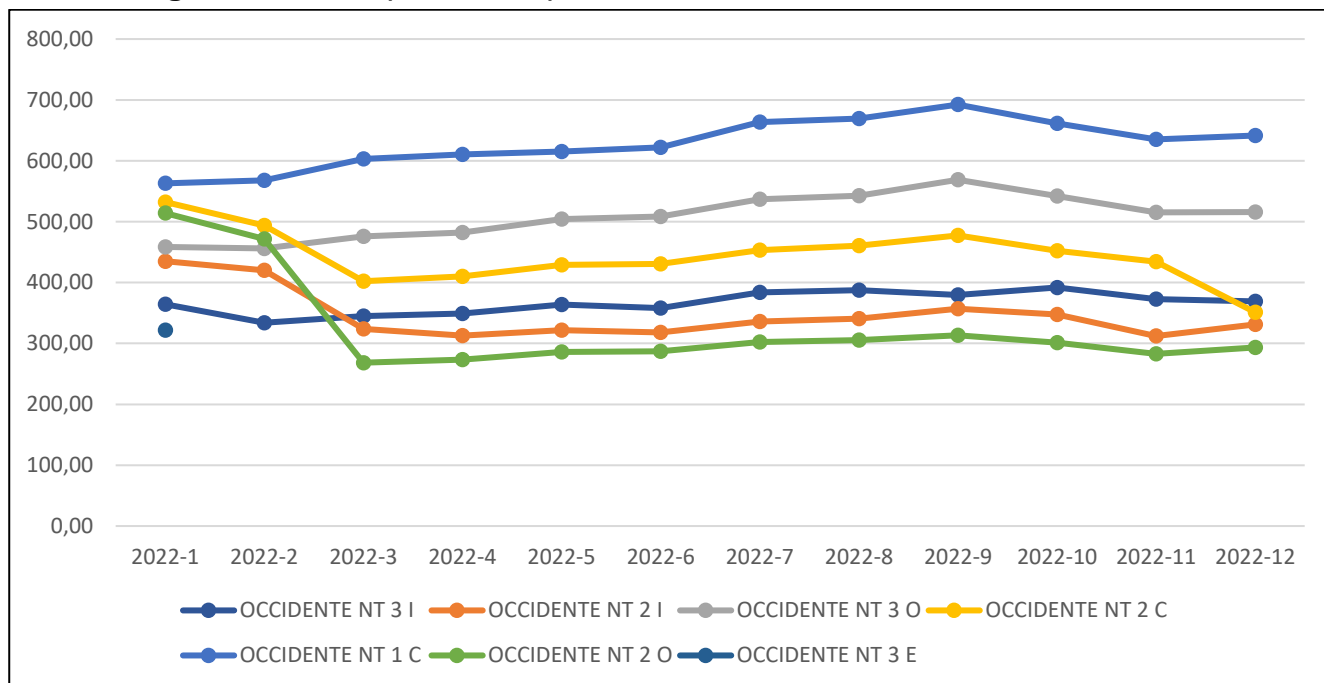
A continuación, se muestran las gráficas que representan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio para el usuario no regulado (UNR) en cada Área de Distribución (ADD). Estas gráficas proporcionan una visualización clara de los costos promedio aplicados a este tipo de usuarios en cada ADD específico.

**Tabla 31. Dimensiones etiquetas**

Etiqueta	Descripción
NT	Nivel de Tensión
I	Industrial
C	Comercial
O	Oficial
E	Especial Asistencial

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI. – CEO S.A E.S.P.

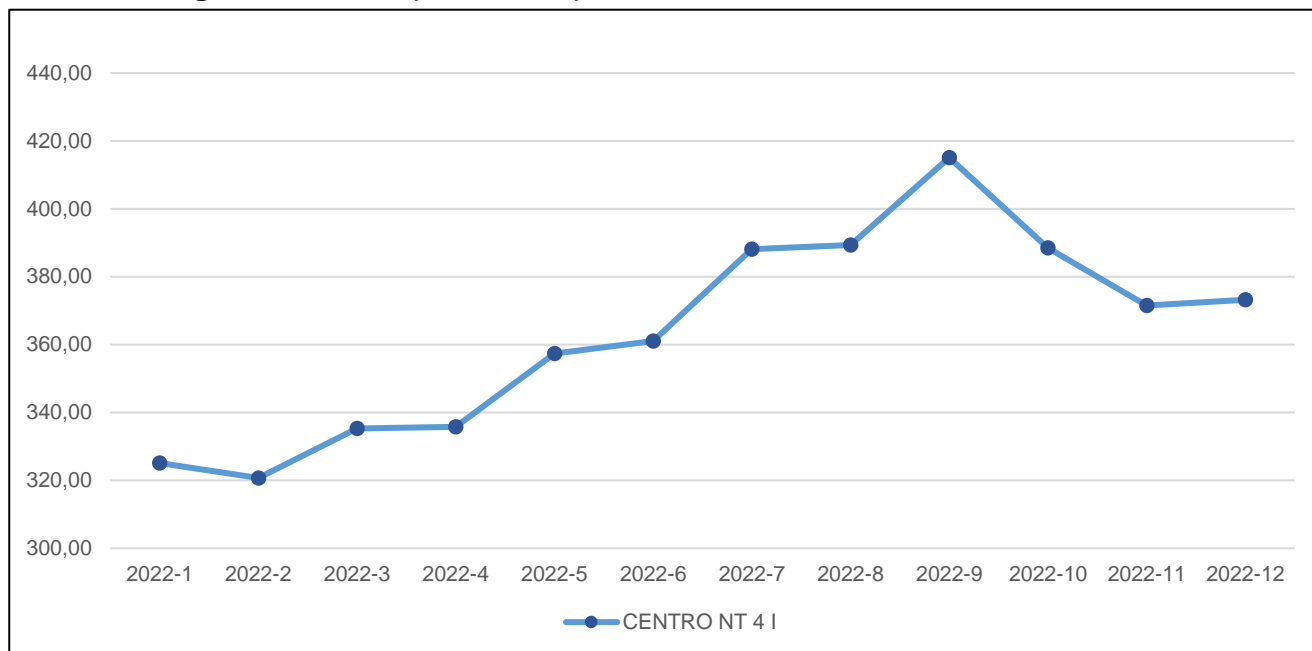
**Figura 30. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD OCCIDENTE – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la información reportada en SUI (Ver Tabla 31) , para el año 2022 CEO tenía usuarios no regulados industriales y oficiales en los niveles de tensión 2 y 3, cuentas comerciales en los niveles de tensión 1 y 2, y cuentas Especiales Asistenciales en el nivel de tensión 3, dentro del ADD Occidente, de esta forma, en la Figura 30 se puede observar una disminución en el promedio de las tarifas para el mes de marzo de 2022 en el nivel de tensión 2. Sin embargo, se observa que, para el sector asistencial solo fue reportada la información correspondiente a enero de 2022.

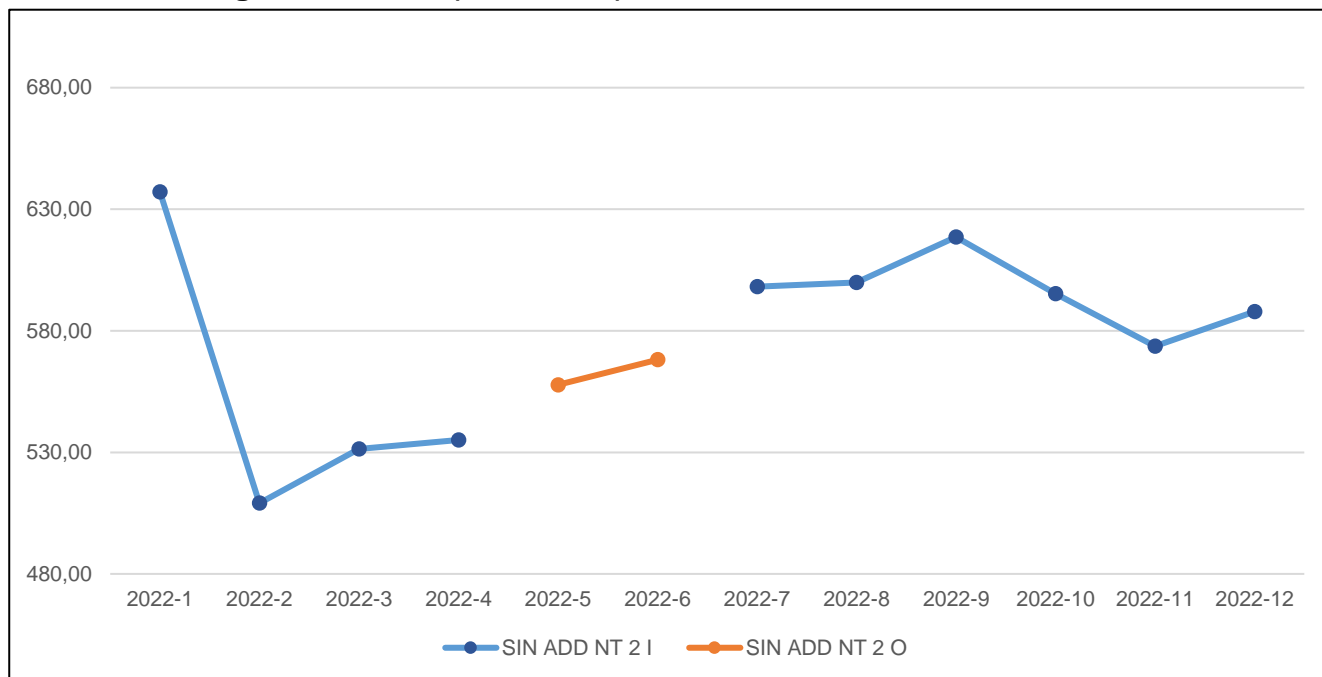
**Figura 31. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD CENTRO – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

Para el año 2022, CEO reportó usuarios no regulados industriales en el nivel de tensión 1, dentro del ADD Centro, de esta forma, en la Figura 31 se puede observar incrementos constantes desde el mes de marzo al mes de septiembre de 13,48 \$/kWh en promedio, seguido de una disminución significativa para los meses de octubre y noviembre de 2022.

**Figura 32. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 SIN ADD – CEO.**



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Por último, en la Figura 32 se muestran los promedios de las tarifas aplicadas en los mercados que no tienen un Área de Distribución (ADD) asignada. En este caso, se reportaron datos para usuarios industriales y oficiales en el nivel de tensión 2. Sin embargo, se observa que, para los meses de mayo y junio, no se reportó en el SUI la información sobre los usuarios industriales. Del mismo modo, no se reportó información para los usuarios oficiales en los meses de enero a abril y de julio a diciembre.

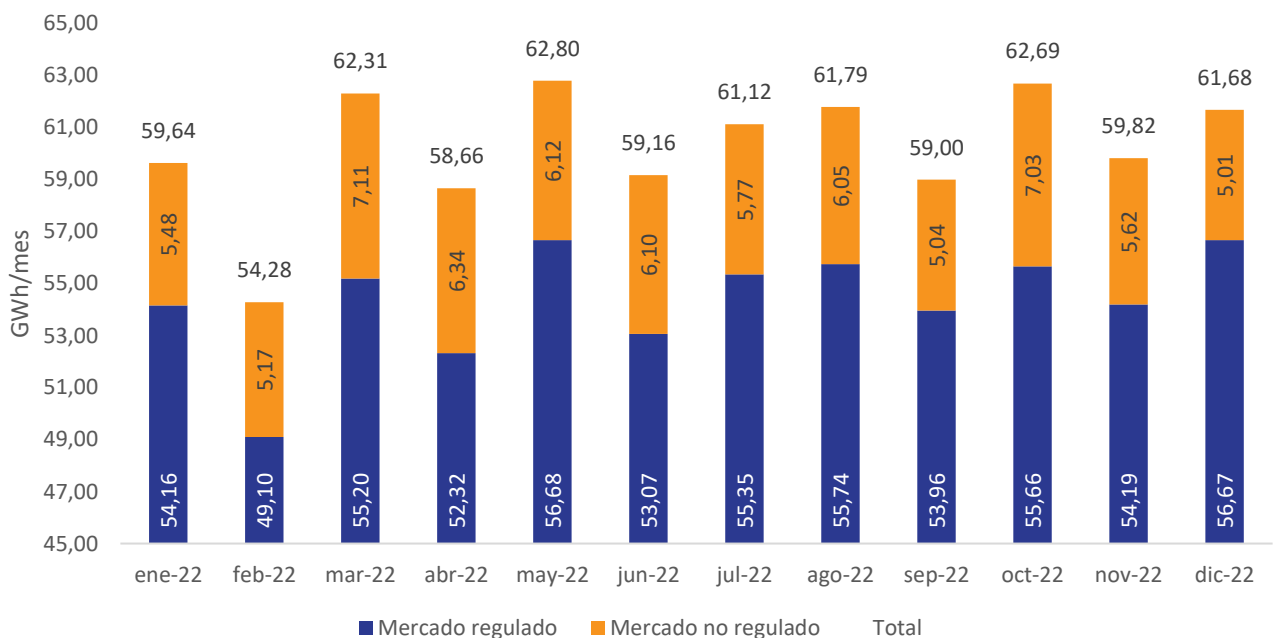
Ante esta situación, es necesario que CEO realice las respectivas aclaraciones sobre la falta de reporte de información en los meses mencionados.

#### **4.4.3.9. Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE SAS ESP - CEO comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, CEO adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, CEO conto con una demanda promedio en 2022 de 60,24 GWh/mes de la cual en promedio 54,34 GWh/mes correspondió a la demanda regulada y las restantes 5,90 GWh/mes promedio correspondieron a demanda no regulada como se observa en la **Figura 33**.

**Figura 33.** Demanda atendida por el agente comercializador COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S E.S.P.

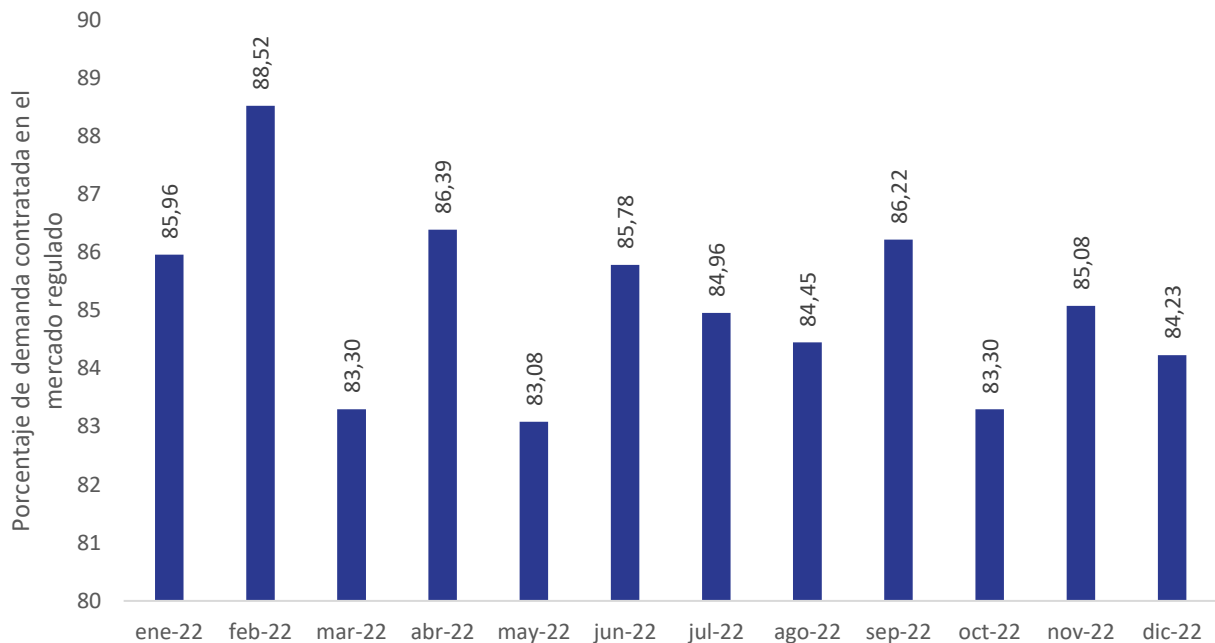


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

#### 4.4.3.9.1. Contratación del comercializador

El comercializador durante lo corrido del año 2022 conto con un nivel de contracción para el mercado regulado promedio del 85,10%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 14,9%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 83,08% para el mes de mayo y un valor máximo de 88,52% en el mes de febrero del mismo año como se observa en la **Figura 34**.

**Figura 34.** *Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S E.S.P.*



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

#### 4.4.4. Aspectos técnicos

En este apartado se abordarán los aspectos técnicos y operativos, bajo los cuales realiza CEO la actividad de distribución de energía eléctrica. Por lo anterior y a modo de contexto, inicialmente se presentará una caracterización, correspondiente a la descripción general de la actividad operativa que realiza la empresa.

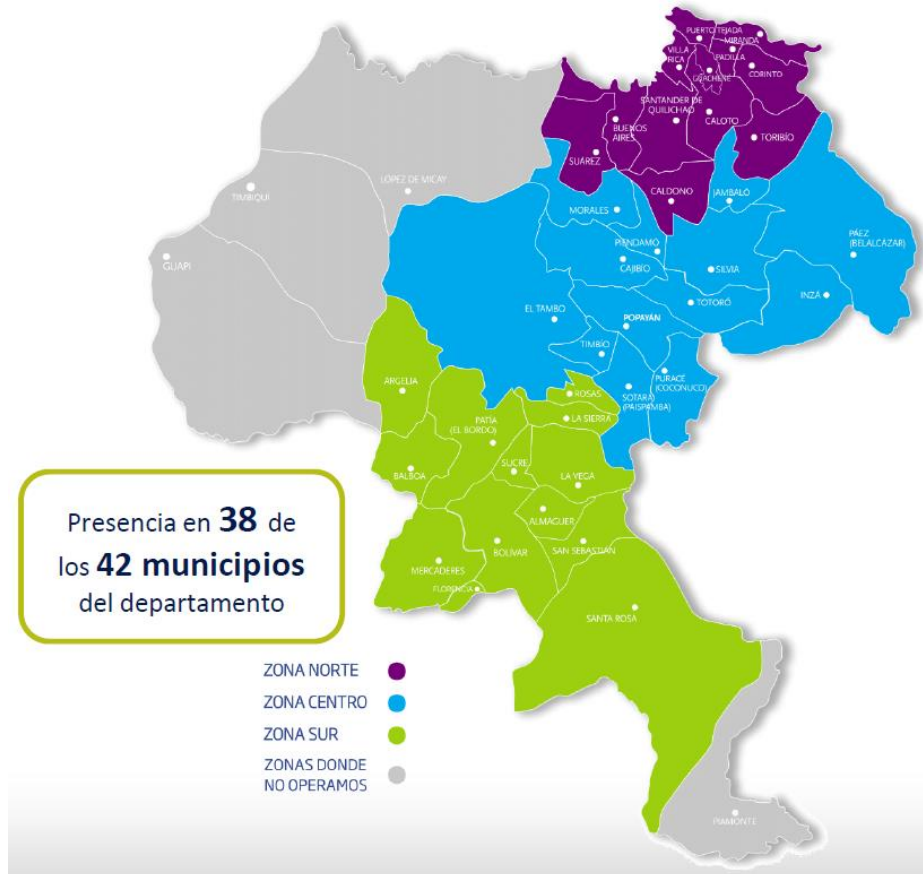
##### Descripción general

La empresa CEO S.A.S. E.S.P. es el Operador de Red (OR) en el Cauca, con presencia en 38 de los 42 municipios del departamento, con participación en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local (SDL), referente a niveles de tensión 1, 2 y 3, además de participar en el Sistema de Transmisión Regional (STR), en lo que respecta al nivel 4 de tensión de la actividad de distribución. Lo anterior, con la operación de 37 subestaciones en el SDL, incluyendo una subestación móvil y 209 circuitos que suman

aproximadamente 11.160 km de longitud, mientras que para el STR opera 5 subestaciones y 11 líneas a nivel de 115 kV, con aproximadamente 610 km de red.

La operación de los activos indicados anteriormente se realiza en tres zonas que están desagregadas en municipios para división de la operación técnica. Lo anterior, se muestra en la Figura 35.

**Figura 35. Mapa de Cauca con la distribución de las tres zonas operativas**



Fuente: CEO.

El centro de control desde donde se operan las tres zonas del sistema, se encuentra ubicado en la sede administrativa de CEO y desde allí se realiza la supervisión, operación y telecontrol del 100% de las 37 subestaciones del SDL y las 5 subestaciones del STR: La Cabaña, Santander, San Bernardino, El Zaque y Popayán (Principal) a nivel de 115 kV. Así mismo se operan 209 re conectadores ubicados en el departamento de Cauca. Para ello, cuenta con un



grupo de operadores y asistentes de subestación distribuidos en turnos de trabajo que permiten atender el sistema 7 días por 24 horas, los cuales realizan las actividades de supervisión, monitoreo y control de la red de distribución.

Es preciso indicar, que el centro de control con que actualmente cuenta CEO, es reciente pues entró en operación en el año 2020 y cuenta con una arquitectura de operación avanzada la cual integra IEDs, sensores y software, lo cual le permite contar con ciberseguridad dentro de sus procesos operativos y automatizar mediante telemetría y medición inteligente parte de la operación de su sistema.

**Figura 36.** *Centro de operaciones MT/BT*



Fuente: CEO.

En la Figura 36, se muestra el centro de operaciones en el cual se realizan las actividades de atención de llamadas para fallas en la prestación del servicio, control de productividad de órdenes de trabajo técnicas y comerciales, enrutamiento y programación de cuadrillas. Lo anterior, para cumplir con el objetivo de asegurar la oportunidad de atención de fallas y solicitudes de clientes.

Es preciso destacar la interrelación de SCADA, OMS y DMS en el centro de control, que apuntan hacia la gestión avanzada de la red de distribución de CEO, involucrando la

supervisión, control y adquisición de datos de la red de distribución, la gestión de interrupciones y la gestión de la red de distribución.

#### 4.4.4.2. Procesos de Operación y Mantenimiento

CEO realiza los procesos de operación y mantenimiento en función de su mapa de procesos corporativo, en el cual se establecen las responsabilidades de la gerencia técnica de la compañía para el cumplimiento y aplicación de los documentos que soportan la gestión realizada mediante las direcciones de operaciones y de mantenimiento. En la Figura 37 se muestran todos los procesos operativos que ejecuta CEO, dentro de los cuales se incluyen los procesos de operación y mantenimiento de sus activos.

**Figura 37. Mapa de Procesos Operativos CEO**



Fuente: CEO

A partir de esta información, en el marco de la visita de la evaluación integral se revisaron los procesos de operación y mantenimiento que implementa CEO en el negocio de distribución de energía eléctrica. De lo anterior, se destaca que en la revisión y socialización, esta Superintendencia identificó que los procesos se aplican al SDL y STR, permitiendo identificar el alcance para nivel de tensión 1, 2 y 3, separadamente del nivel de tensión 4. Adicionalmente, se identificó que los procesos se establecen de manera centralizada en un sistema de gestión de calidad que almacena todos los procedimientos documentales de CEO.

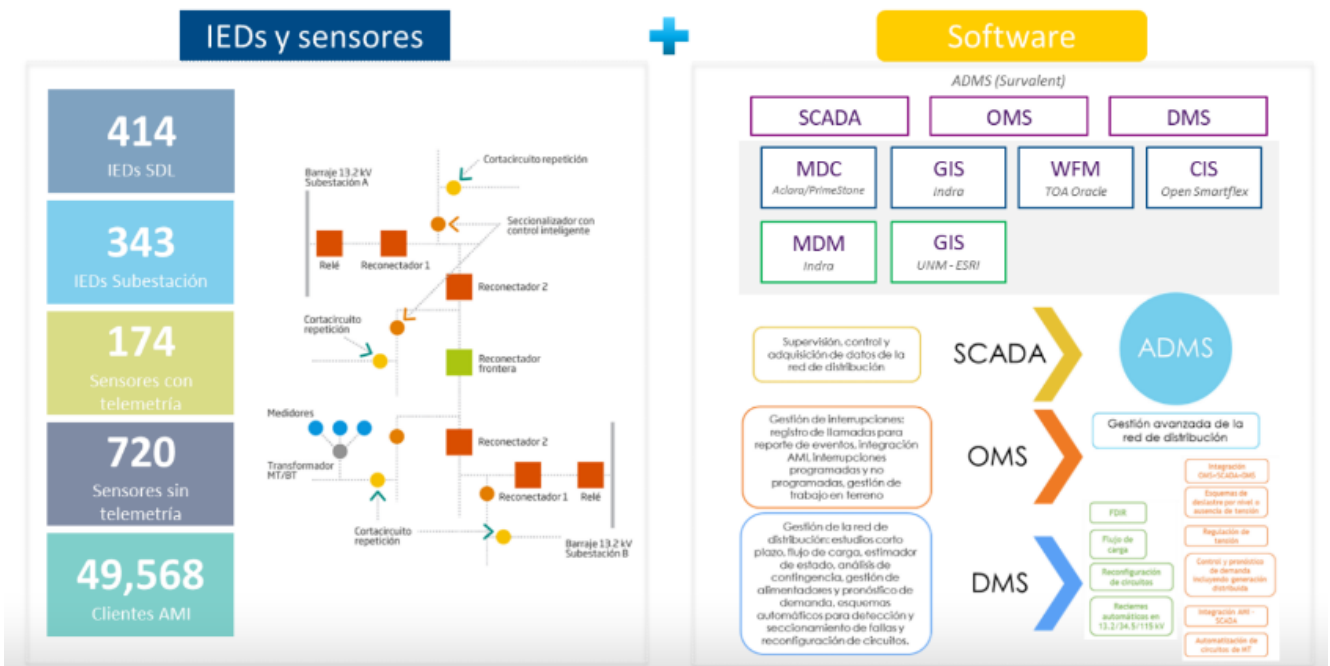
Respecto al proceso de mantenimiento CEO indicó que el principal insumo para la definición de su política de mantenimiento son los indicadores de calidad, pues el objetivo de la realización de mantenimientos es mejorar la calidad del servicio, garantizando continuidad del servicio

mediante la disponibilidad de sus activos. Actualmente, el mantenimiento se realiza basado en inspección, sin embargo, la empresa se está capacitando en mantenimiento basado en confiabilidad para fortalecer sus actividades de mantenimiento, además de la actualización de la política de mantenimiento que integra el sistema gestión de activos.

Es preciso indicar que, el mantenimiento correctivo se maneja en primera línea por la dirección de operaciones, pues mediante su esquema organizacional, se gestionan las interrupciones, se direccionan los recursos y se realizan las acciones operativas necesarias para el restablecimiento del servicio.

Finalmente, en cuanto al proceso de operación, se destacó por parte de CEO la evolución de tecnologías de operación que le ha permitido integrar tecnologías en campo (IEDs y sensores) y tecnologías en centro de control (Software). Lo anterior, se muestra de manera detallada en la figura Figura 38.

**Figura 38. Operación sistema eléctrico CEO**



Fuente: CEO

#### **4.4.4.2.1. Calidad del servicio en el SDL**

Para la evaluación efectuada a los aspectos de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el SDL, se revisaron los tópicos de exclusiones e indicadores de calidad del servicio. A continuación, se presentan las generalidades y caracterización de cada uno de estos temas, para consolidar el resultado en el marco de esta evaluación integral de la calidad del servicio en el sistema de distribución local que opera CEO en el departamento del Cauca.

#### **4.4.4.2.2. Exclusiones**

La identificación de las exclusiones es muy importante para la clasificación de los eventos sucedidos en los SDL, pues las exclusiones se tienen en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Por lo anterior, para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual no se tienen en cuenta los eventos que cuentan con las condiciones establecidas en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, correspondientes a eventos excluidos. Adicionalmente, esta información debe ser soportada para los ejercicios de verificación de la información reportada por parte de los agentes al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) de XM.

En ese sentido, para el año 2022 CEO reportó ante el LAC 1823 eventos que fueron excluidos asociados a distintas causales de exclusión, las cuales se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018 y los códigos que se estipulan en la circular CREG 063 de 2019. Lo anterior, se sintetiza en la Tabla 32.

**Tabla 32. Causas y códigos de exclusiones efectuadas por CEO**

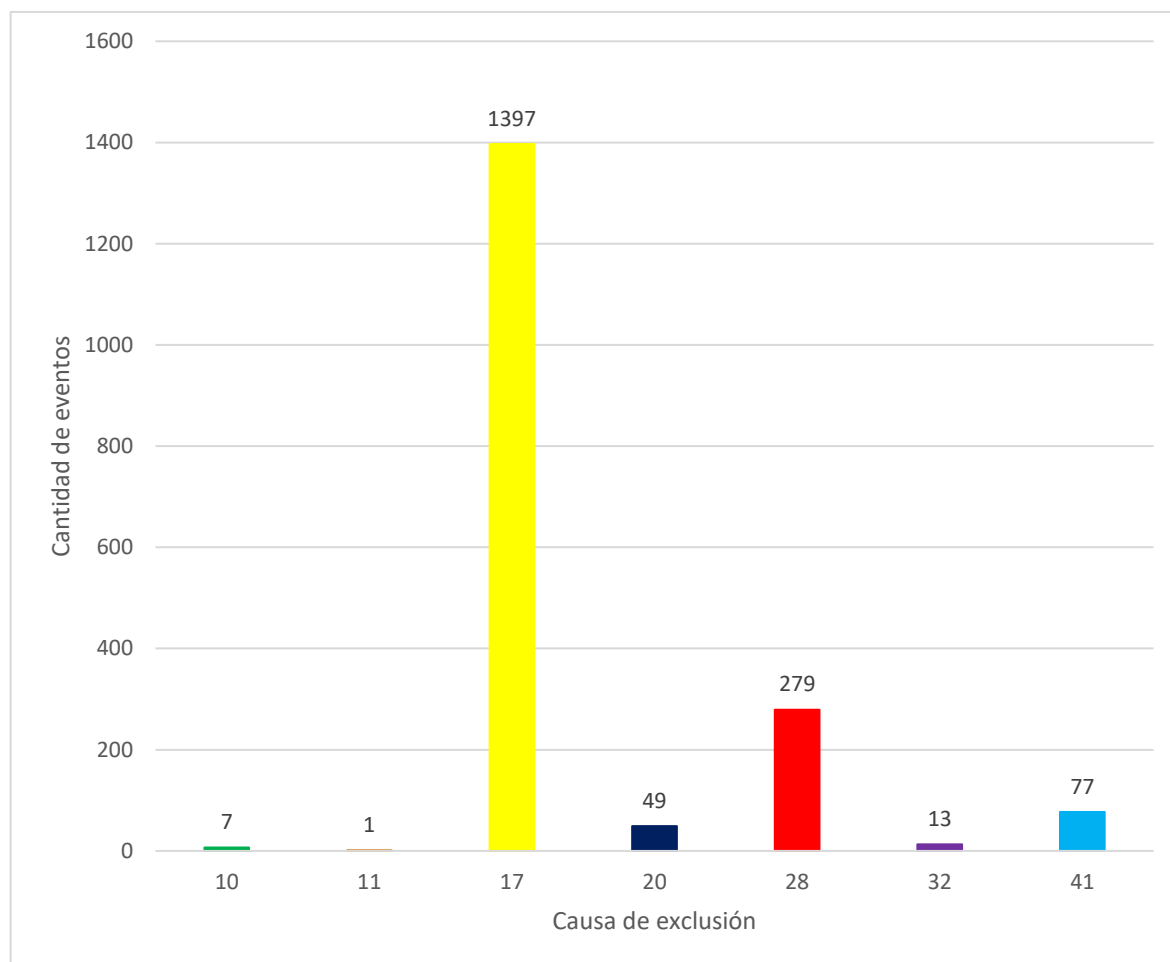
<b>Código</b>	<b>Causa del evento</b>	<b>Causa de exclusión</b>
10	Plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones	Literal n
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m
17	Actos de terrorismo	Literal h

20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f
41	Seguridad ciudadana	Literal d

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 y Circular CREG 063 de 2019

A partir de esta información se presenta la Figura 39, en la cual se muestra la desagregación de los eventos excluidos de acuerdo a la causa de los mismos.

**Figura 39. Eventos excluidos por tipo de causa**



Fuente: Elaboración propia a partir de información del INDICA de XM

De la Figura 39 es posible establecer que la causa con mayor cantidad de eventos excluidos por CEO en el año 2022 fue la causa 17, correspondiente a actos de terrorismo con 1397 exclusiones, seguida de la causa 28 correspondiente a catástrofes naturales, con 279 exclusiones. Luego, están las causas 41 y 20 correspondientes a seguridad ciudadana y apertura en redes del SDL por causas de equipos o líneas del STN o STR, con 77 y 49 eventos respectivamente. Finalmente, se encuentran las causas 10 y 11 referentes al Plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones y Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica, las dos causales con menos de 10 eventos excluidos.

Respecto a lo anterior, la Superintendencia solicitó los soportes para una muestra aleatoria de 65 de estas exclusiones, con el objetivo de validar los requisitos que establece el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. De estos 65 eventos se seleccionaron 12 casos en los cuales se estableció la socialización y la solicitud de información particular en la visita de la evaluación integral realizada a CEO. En ese sentido, se generaron identificaciones particulares y las solicitudes que se efectuaron como compromiso de esta visita, obedecieron a la identificación de eventos que no contaban con la totalidad de los soportes que define la Resolución CREG 015 de 2018 y la Circular CREG 063 de 2019.

Ahora bien, en el marco de análisis de toda la información suministrada durante el proceso de la evaluación integral, es decir, la muestra de los 65 eventos, se realizó la revisión de todos los soportes remitidos por CEO tanto en la respuesta al requerimiento, como en los compromisos luego de la visita, validando la calidad de la información y el cumplimiento a los requisitos de los soportes con los cuales la empresa excluye los eventos para el cálculo de indicadores en su SDL.

En la Tabla 33 se presenta el resumen de la revisión realizada a los soportes, desagregada en causales de exclusión, identificando el cumplimiento a los requisitos que define la Resolución CREG 015 de 2018 y la Circular CREG 063 de 2019 para no tener en cuenta estos eventos en el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual.

**Tabla 33.** *Cumplimiento a los requisitos para los soportes de eventos excluidos*

Código	Causa del evento	Causa de exclusión	Cantidad de eventos revisados	Cumplimiento a los requisitos de la Resolución CREG 015 de 2018.
10	Plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones	Literal n	1	Cumple
11	Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	Literal m	1	No cumple
17	Actos de terrorismo	Literal h	13	No cumple
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c	5	Cumple parcialmente
28	Catástrofes naturales	Literal g	37	No cumple
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f	3	Cumple
41	Seguridad ciudadana	Literal d	5	Cumple parcialmente

Fuente: Elaboración propia a partir de la información remitida por CEO y del INDICA de XM.

A partir de la revisión de los soportes de las exclusiones remitidos por CEO, es preciso indicar que, para la causa 10, se validó que el evento seleccionado para revisión, cuenta con los soportes que dan cumplimiento a lo dispuesto en el literal n de la Resolución CREG 015 de 2018.

Para la causa 11, se revisó un evento en el cual si bien la empresa remitió soporte no cumple con los requerimientos establecidos en el literal m del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues dicho soporte no es expedido por parte de entidades distritales, municipales, departamentales, organismos estatales competentes en temas de infraestructura y medio ambiente, o demás autoridades, o por proyectos de desarrollo en concordancia con planes de ordenamiento territorial.

Ahora bien, para la causa 17, ninguno de los 13 eventos revisados cuenta con el soporte que se establece en el literal h del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues si bien



es evidente la condición de orden público y social que se presenta en el Departamento del Cauca, la regulación vigente no define metas diferenciales en cuanto a la calidad del servicio o exclusiones particulares. En ese sentido, es preciso, establecer que la causa: actos de terrorismo hace referencia a la ocurrencia de atentados terroristas y los soportes que estableció el regulador para esta clasificación corresponden a denuncia radicada por el delito de terrorismo, o el trámite de la misma y finalmente la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona.

En ese sentido, CEO realiza una clasificación interna en la que justifica que jurídicamente no se le puede obligar a lo imposible y, por lo tanto, califica como acto de terrorismo, los actos de vandalismo, conexiones ilegales, manipulación de terceros y problemas de orden público. No obstante, de acuerdo a lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Circular CREG 063 de 2019, existe una serie de requisitos regulatorios para que un OR pueda excluir sus eventos del cálculo de indicadores de calidad, lo cual es reiterado mediante el concepto CREG S2022002666 para ASOCODIS.

De otra parte, en cuanto a la causa 20, CEO cumple parcialmente los requisitos de los soportes para excluir eventos por esta causa, establecidos en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues de los 5 eventos revisados, 1 cumple con el soporte correspondiente a la consignación de emergencia en el STR. Sin embargo, para los 4 eventos restantes, CEO no entregó información disponible del CND respecto a eventos y/o consignaciones nacionales en el STR o STN, sino que suministró una declaración de caso mayor o fortuito por eventos originados por terceros (en este caso OR), sin embargo, este no es un soporte regulatorio.

Continuando con la causa 28, referente a catástrofes naturales, de los 37 eventos revisados, se identificó que ninguno cumple con lo establecido en el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues si bien los eventos catalogados por CEO como catástrofe natural, corresponden a fuertes lluvias, vendavales y deslizamientos de tierra, la caracterización que el regulador da a catástrofe natural es: «*catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados.*»



 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
---	---	---

Adicionalmente, estos soportes de la causa 28 no son dados por autoridades competentes que declararan la situación de catástrofe natural para la validación de las exclusiones durante el proceso de verificación de la información. Por lo anterior, los eventos que no cuenten con la condición expuesta en la norma y el soporte dado por la autoridad competente no deberán ser tenidos en cuenta por la empresa como exclusiones.

Para la causa 32, se tiene que los tres eventos revisados cumplen con los soportes establecidos en el literal f del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, correspondientes a la solicitud del usuario para reposición del activo.

Finalmente, en cuanto a la causa 41, referente a seguridad ciudadana, se revisaron por parte de esta DTGE, 5 eventos, de los cuales 2 cumplen y 3 incumplen los requisitos de los soportes establecidos en el literal d del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues no se cuenta con el respectivo soporte de una entidad municipal o un organismo de socorro que certifique la ocurrencia de un evento asociado a seguridad ciudadana.

Por todo lo expuesto anteriormente, y en el marco de la evaluación integral, esta Superintendencia identificó que las exclusiones realizadas por CEO no dan cumplimiento total a lo definido por la regulación vigente y, por lo tanto, es preciso que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron y no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información.

Este recalcule debe surtir un procedimiento posterior de reversión de información ante la Superintendencia y ante XM, para que los valores de SAIDI, SAIFI, DIU, FIU e incentivos de calidad contando con calidad de la información a partir de lo identificado en esta evaluación integral, respecto a las exclusiones. Adicionalmente, en el siguiente capítulo se detallará el tema de los indicadores de calidad del servicio para CEO.

#### **4.4.4.3. Indicadores de calidad**

Para establecer los parámetros de evaluación del nivel de calidad del servicio en el SDL, es preciso indicar los conceptos de la regulación vigente en cuanto a las metas y cálculo de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, de manera promedio e individual para el mercado de comercialización que atiende. El desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR, se evalúa de acuerdo a lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero del año 2019.

La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI<sup>3</sup>) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU<sup>4</sup>), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Tomando como referencia estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, que para el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica, de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI; mientras que, en cuanto a calidad individual, los usuarios deberán recibir una compensación económica mediante su factura, cuando se superen los indicadores de calidad individual garantizados. La SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el seguimiento de estos indicadores con el fin de verificar que estos se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación.

De manera particular para CEO, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG 141 de 2019 « *Por la cual se aprueban las variables necesarias para*

---

<sup>3</sup> SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

<sup>4</sup> DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Compañía Energética de Occidente S.A.S. E.S.P.» en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende CEO. En la Tabla 34, Tabla 35 a la Tabla 36, se presentan los valores calculados por la comisión para CEO, respecto a las metas de calidad media del servicio.

**Tabla 34. Indicadores de referencia de calidad media**

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	48,484
SAIFI_Rj	Veces	23,372

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

**Tabla 35. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas**

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia Límite inferior	Banda indiferencia Límite superior
2019	t=1	44,605	44,382	44,828
2020	t=2	41,037	40,832	41,242
2021	t=3	37,754	37,565	37,943
2022	t=4	34,734	34,560	34,907
2023	t=5	31,955	31,795	32,115

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

**Tabla 36. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces**

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_Mj,t	Banda indiferencia Límite inferior	Banda indiferencia Límite superior
2019	t=1	21,502	21,395	21,610
2020	t=2	19,782	19,683	19,881
2021	t=3	18,200	18,109	18,291
2022	t=4	16,744	16,660	16,827
2023	t=5	15,404	15,327	15,481

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 141 de 2019, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad<sup>5</sup> (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de CEO. En la Tabla 37 y Tabla 38 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la Tabla 39 y Tabla 40 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos; por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de CEO no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

**Tabla 37. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas**

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	4,12	32,66	19,76
Riesgo 2	-	22,52	43,72
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

**Tabla 38. DIUG nivel de tensión 1, horas**

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	10,05	75,02	130,37
Riesgo 2	-	49,30	188,92
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

**Tabla 39. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces**

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	7	28	12
Riesgo 2	-	17	24
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

<sup>5</sup> Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

**Tabla 40. FIUG nivel de tensión 1, veces**

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	10	35	50
Riesgo 2	-	34	70
Riesgo 3	-	-	-

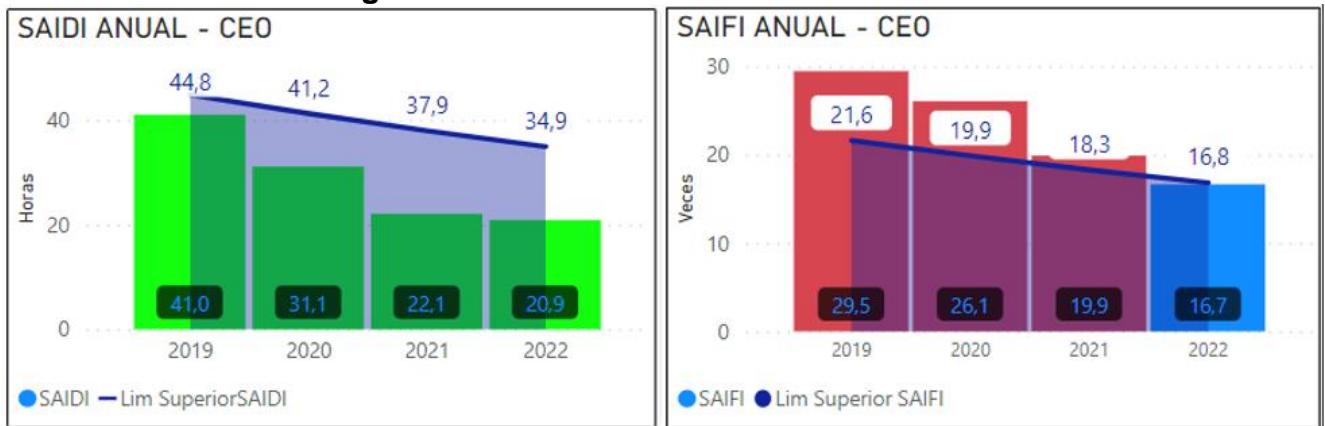
Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 141 de 2019.

#### **4.4.4.3.1. Calidad media del servicio de energía eléctrica en el mercado de CEO**

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, la SSPD realizó la consulta en el Sistema Único de Información (SUI) del formato CS1, en el cual CEO reporta los indicadores SAIDI y SAIFI. A continuación, en la Figura 40 se presenta la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de CEO, desde el año 2019 al 2022, en donde se puede observar que la empresa incumple las metas regulatorias para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En lo que respecta al año 2022, el valor de SAIDI fue de 20,9 horas, valor inferior a la meta establecida para el año 2022 correspondiente a 34,9 horas como se indicó en la Tabla 35. Ahora bien, en cuanto a la frecuencia el indicador para 2022 estuvo en la banda de indiferencia, pues se presentaron 16 veces promedio en que se interrumpió la prestación del servicio, ubicándose muy cerca del valor de 16,8 definido como meta por el regulador. Por lo anterior, CEO cumplió con las metas establecidas por la CREG en lo que se refiere a calidad media, tal como se muestra en la Figura 40, para el año 2022. No obstante, es preciso indicar que estos indicadores son susceptibles a cambio en cuanto a la correcta aplicación de las exclusiones para el cálculo de indicadores de calidad, respecto a la definición de la regulación, como se expuso.

**Figura 40. Evolución Indicadores Calidad Media<sup>6</sup>**



Fuente: Elaboración propia a partir del Sistema Único de Información - SUI.

#### 4.4.4.3.2. Calidad individual del servicio de energía eléctrica en el mercado de CEO

En lo que refiere a calidad individual, es decir los indicadores de calidad que se establecen a nivel de usuario, CEO informó a esta Superintendencia que para el año 2022 se presentaron 103667 eventos sujetos de compensación, por superar los valores garantizados mostrados en la Tabla 37, Tabla 38, Tabla 39 y la Tabla 40. El resumen comparativo del año 2022 con respecto al año 2021 se presenta en la Tabla 41.

**Tabla 41. Cantidad de eventos sujetos de compensación 2021 vs 2022**

Año	Cantidad de eventos sujetos a compensación	Eventos con interrupciones mayores a 360 horas	Eventos con frecuencia mayor a 360 veces
2022	103667	1571	0
2021	108250	558	0

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por CEO.

<sup>6</sup> Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumplió; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple

De la Tabla 41 es posible establecer que, de acuerdo a lo informado por CEO, la empresa no cuenta con eventos cuya frecuencia fuese mayor a 360 veces. Sin embargo, en cuanto a la duración de eventos, si se tienen interrupciones con más de 360 horas de interrupción, lo que se configura como una presunta falla a la prestación del servicio, afectando la calidad individual de algunos de los usuarios que atiende en su mercado. Por lo anterior, para el año 2022 CEO presentó 1571 eventos con interrupciones mayores a 360 horas, aumentando en un 181% aproximadamente con respecto al año 2021, vigencia en la que se presentaron 558 interrupciones mayores a 360 horas.

Lo anterior, muestra una condición de desmejora en la calidad individual del servicio de energía eléctrica, pues si bien se redujo la cantidad total de eventos sujetos de compensación entre el año 2021 y 2022, se aumentó significativamente la cantidad de eventos con interrupciones mayores a 360 horas. De acuerdo a lo informado por CEO, esta condición obedece a las causas mostradas en la Tabla 42.

**Tabla 42.** *Causas que mayoritariamente impactan la calidad individual del servicio*

ítem	Causa
1	Falla en transformador de distribución o sus elementos asociados
2	Árbol o rama sobre redes del SDL
3	Condiciones atmosféricas
4	Acciones de terceros
5	Causa desconocida

Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por CEO.

De lo anterior, es preciso indicar por parte de esta Superintendencia que esta información remitida por CEO y socializada durante la visita, en el marco de esta evaluación integral, será contrastada con la información reportada en el SUI, para verificación de los procedimientos e indicadores de calidad del servicio en el SDL, lo cual hace parte del seguimiento que realiza la Superintendencia.

#### **4.4.4.4. Planes de inversión**

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posterior ajuste Resolución CREG 036 de 2019, CEO en calidad de Operador de Red solicitó, a través de la actuación administrativa CREG E 2018-009397 del 17 de septiembre de 2018, aprobación de los ingresos asociados con el sistema de transmisión regional y el sistema de distribución que opera. Incluida en esta solicitud se presentó el Plan de Inversiones para el periodo 2019 a 2023 el cual fue aprobado junto con los cargos e ingresos a través de la Resolución CREG 141 de 2019.

En concordancia con lo dispuesto en el numeral 6.6 de la Resolución CREG 015 de 2018, el operador solicitó a la CREG en diciembre de 2019 modificación al plan de inversiones para el periodo 2020 a 2024, esta solicitud fue aprobada en octubre de 2020 a través de la Resolución CREG 198 de 2020. El plan de inversión establecido en esta resolución es el que se encuentra vigente y sobre el cual se desarrolla el análisis de esta evaluación.

#### **4.4.4.4.1. Plan de inversiones aprobado**

El plan de inversiones que se encuentra vigente y en firme corresponde al aprobado en la Resolución CREG 198 de 2020 cuyos montos anuales se presentan en la **Tabla 43**.

**Tabla 43.** *Plan de Inversiones de CEO S.A. E.S.P. 2019-2023 aprobado, en firme y vigente.*

Variable/Año	2019	2020	2021	2022
Aprobado (\$COP 2017)	27.069.898.531	51.085.582.188	47.038.602.273	47.211.736.359
Variable/Año	2023	2024	Total	
Aprobado (\$COP 2017)	49.295.848.539	49.295.848.539	269.016.137.243	

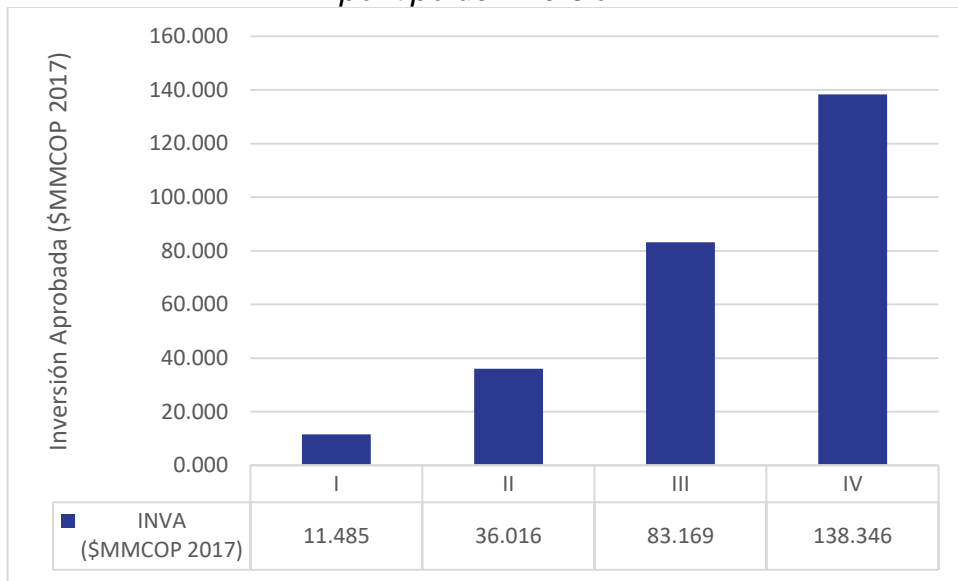
Fuente: Elaboración propia con base en Resolución CREG 198 de 2020

En términos generales, este es un plan de inversiones enfocado principalmente a la mejora en la confiabilidad y robustez de la red de distribución del operador, que debe conllevar a la mejora en la calidad del servicio y disminución de riesgos en la prestación en el sistema eléctrico que opera. Además, se observan inversiones orientadas a atención de nueva demanda, gestión de pérdidas, cumplimiento del esquema de calidad, y renovación tecnológica



de la empresa. La distribución de las inversiones aprobadas por tipo de inversión se presenta en la Figura 41.

**Figura 41.** Plan de inversiones aprobado de CEO S.A.S E.S.P para 2019-2023 desagregado por tipo de inversión.



**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

Las inversiones aprobadas para la empresa por tipo se resumen a continuación:

- Tipo IV:** representan el 51,43% de las inversiones aprobadas y enmarcan proyectos orientados a mejora de la calidad del servicio, gestión de pérdidas, mejora en la confiabilidad del servicio y renovación tecnológica. En particular se destacan proyectos de instalación de reconectores en el marco del cumplimiento del esquema de calidad e instalación de elementos para identificación y seccionamiento de fallas como complemento de dicho esquema; cambio de red abierta por trenzada, instalación de macromedición y medición en transformadores de distribución, e instalación y reposición de equipos de telemedida en fronteras operativas y comerciales para gestión de pérdidas; construcción de líneas e instalación de puntos de conexión para robustecer y mejorar la confiabilidad del sistema; e integración de sistemas de información, actualización del SCADA e implementación de sistema CIS y SAP de gestión de activos

y desarrollo del CHOICE para redes inteligentes y nuevos negocios como parte de la renovación tecnológica de los sistemas de la empresa.

- **Tipo III:** representan el 30,92% de las inversiones aprobadas y enmarcan proyectos orientados a la reposición de activos sin obtener una mayor capacidad del sistema. En particular se destacan proyectos de reposición de conductores y apoyos en el nivel de tensión 2 y 3; reposición de transformadores, red y apoyos en el nivel de tensión 1; reposición de celdas en subestaciones; reposición celdas, interruptores, banco de baterías y transformadores en subestaciones (San Bernardino, Silvia, Pescador, 34,5/13,8 kV), y la reubicación de la subestación Pescador.
- **Tipo II:** representan el 13,39% de las inversiones aprobadas y enmarcan proyectos orientados a la expansión del sistema. En particular se destacan proyectos de construcción de nuevas subestaciones (Terra Plaza, Buenos Aires, Caldon y Guachene), expansión de infraestructura en el SDL de nivel de tensión 1 y 2.
- **Tipo I:** representan el 4,27% de las inversiones aprobadas y enmarcan proyectos orientados a la reposición de activos y obteniendo mayor capacidad. Si bien tienen la menor proporción de inversiones, aquí se encuentran proyectos significativos que permiten mejorar la confiabilidad y garantizar la atención de nueva demanda tales como la repotenciación de transformadores en subestaciones (San Bernardino, Santander, Zaque, La Sierra, Centro Histórico), repotenciación de circuitos.

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 112 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la **Tabla 44** se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión por tipo de inversión.

**Tabla 44.** *Proyectos de inversión aprobados representativos por monto aprobado por tipo de inversión.*

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (\$COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
Tipo IV			
401700	Diagnóstico de los sistemas de información disponibles en CEO y de los proyectos de actualización e integración de sistemas de información (SCADA DMS GIC, CIS, CHOICE)	11.611.325.000	2020
400500	Minimizar el riesgo de falla en el suministro de energía en el sistema ante contingencia simple en el centro del Departamento del Cauca	11.093.896.000	2024

Código del proyecto	Descripción	Monto aprobado (\$COP 2017)	Año entrada en operación aprobado
<b>Tipo IV</b>			
401302-401306	Construcción y adecuación de redes de baja tensión en diferentes configuraciones de red trenzada chilena	34.778.488.751	2020-2024
400302	Adicionar 18 km a la línea Santander-Puerto Tejada 34,5 kV	7.048.236.302	2021
402300	Interrupción de la línea Popayán-Río Mayo, instalación de segundo transformador Zaque de 30 MVA, segunda barra de 34,5 kV con su bahía de acople a la barra existente y la distribución de las cargas de 34,5 kV entre los transformadores 1 y 2.	6.407.396.000	2024
<b>Tipo III</b>			
300601-300606	Reposición de conductores y apoyos N2 y N3	17.888.653.500	2020-2024
300301-300306	Reposición de transformadores N1	32.605.770.000	2019-2024
300202-300206	Reposición de red de distribución y apoyos N1	17.648.145.901	2020-2024
<b>Tipo II</b>			
200200	Nueva subestación Buenos Aires de 6,5 MVA y dos líneas de 34,5 kV Santander-Buenos Aires, Buenos Aires-Suarez	9.129.112.040	2023
200700	Repotenciación de 44 km de la línea San Bernardino-Piendamó 34,5 kV a calibre 4,0 ACSR	8.150.274.606	2021
200300	Nueva subestación Caldonó 34,5/13,2 kV de 3 MVA	4.034.908.000	2022
<b>Tipo I</b>			
100300	Repotenciación del transformador de la subestación San Bernardino 115/34,5 kV de 40 a 60 MVA	2.888.490.000	2022
100700	Repotenciación del transformador de la subestación Santander 115/34,5 kV de 40 a 60 MVA	2.888.490.000	2022

Fuente: Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

#### 4.4.4.4.2. Ejecución del plan de inversión

La ejecución general del plan de inversiones para el periodo 2019-2022 se presenta en la Tabla 45.

**Tabla 45. Ejecución global del plan de inversión para CEO desde 2019 a 2022. Cifras dadas en \$ COP de 2017.**

<b>2019</b>	INVA (\$COP 2017)	27.069.898.531
	INVR (\$COP 2017)	27.536.451.607
	Ejecución (%)	101,72%
<b>2020</b>	INVA (\$COP 2017)	51.085.582.188
	INVR (\$COP 2017)	47.716.730.713
	Ejecución (%)	93,41%
<b>2021</b>	INVA (\$COP 2017)	47.038.602.273
	INVR (\$COP 2017)	25.022.939.358
	Ejecución (%)	53,20%
<b>2022</b>	INVA (\$COP 2017)	47.211.736.359

	INVR (\$COP 2017)	46.754.224.022
	Ejecución (%)	99,03%
Global	INVA (\$COP 2017)	172.405.819.351
	INVR (\$COP 2017)	147.030.345.700
	Ejecución (%)	85,28%

**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte de reporte en el SUI.

Se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresalientes a excepción del año 2021, año durante el cual se vieron retrasados proyectos de inversión significativos cuya entrada en operación en un principio se encontraba contemplada para dicho año, siendo estos la remodelación y nueva línea San Bernardino-Piendamó 34,5 kV, ampliación de la línea Santander-Puerto Tejada, construcción de línea Santander-Japio-La Cabaña, entre otros presentados en la Tabla 66 en la sección de Anexos.

En la **Tabla 46** se presentan la ejecución del operador detallando las inversiones ejecutadas fuera del plan, pendientes y adelantadas.

**Tabla 46.** *Ejecución global del plan de inversión para CEO desde 2019 a 2022.*

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	21.438.205.606	27.536.451.607	101,72%	50.584.816.168	47.456.204.712	92,90%
Sin ejecutar	5.631.692.925	0	-20,80%	500.766.000	0	-0,98%
Fuera del plan	0	0		0	260.526.000	
<b>Total</b>	<b>27.069.898.531</b>	<b>27.536.451.607</b>	<b>101,72%</b>	<b>51.085.582.168</b>	<b>47.716.730.712</b>	<b>93,41%</b>
Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	23.312.632.393	22.392.686.016	47,60%	37.732.373.264	39.402.554.537	83,46%
Sin ejecutar	23.725.969.856	0	-50,44%	9.479.363.034	0	-20,08%
Fuera del plan	0	1.776.971.581		0	1.584.405.662	
Pendiente	0	853.281.760	13,91%	0	2.106.694.821	9,91%
Adelantado	0	0		0	3.660.569.002	
<b>Total</b>	<b>47.038.602.249</b>	<b>25.022.939.357</b>	<b>53,20%</b>	<b>47.211.736.298</b>	<b>46.754.224.022</b>	<b>99,03%</b>

**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte en el SUI.

Las inversiones fuera del plan corresponden a proyectos de inversión que la empresa por motivos ya sea de emergencia, prevención y/o priorización de alcances y objetivos para el sistema de distribución tuvo que ejecutar. Dentro de esta clase de proyectos se encuentran la construcción de nuevas líneas y repotenciación de líneas, y reposición de transformadores. Es relevante destacar que esta clase de inversiones pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones,  $INVR_i$ , siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por otro lado, la empresa presenta inversiones sin ejecutar considerables durante los años 2019, 2021 y 2022. Para 2019, lo anterior no se evidencia en los montos globales debido a sobrejecución de otros proyectos aprobados; sin embargo, el 20,8% de las inversiones aprobadas para este año quedaron pendientes. Similarmente, en 2022 se tiene que el 20,08% de las inversiones quedaron pendientes, pero en los montos globales fueron compensadas por ejecuciones fuera del plan y ejecuciones adelantadas. Estas últimas, haciendo referencia a inversiones aprobadas para ejecución en años posteriores, pero que fueron priorizadas por la empresa. Durante el 2020 y 2021, la empresa ejecutó el 13,91% y 9,91% de las inversiones pendientes a corte del año anterior. A corte de 2022, los proyectos que no han sido ejecutados con su expectativa de ejecución se presentan en la Tabla en donde para la mayoría de los proyectos retrasados la empresa espera poner en operación estos proyectos entre 2023 y 2024.

Con respecto a los proyectos que no tienen año de ejecución propuesta (Ver **Tabla 47**), se encontraron: i) 400700, el cual fue reemplazado por otros proyectos ejecutados en 2021 y otros que finalizarán en 2023, ii) 300402 y iii) 300403 contiene UC instaladas que no cuentan con fracciones de costo y que la empresa presentará solicitud de UC especiales para su reconocimiento, y iv) 100200 no ha sido ejecutado por negativa del propietario del predio y la empresa como medida de mitigación ha ejecutado y ejecutará proyectos para descargar la subestación en cuestión.

**Tabla 47.** Proyectos de inversión pendientes por ejecutar y año de puesta de operación esperada.

Código Proyecto	Nombre	INVA (\$COP 2017)	Año Ejecución Planeado	Año Ejecución Propuesto
402000	LN San Bernardino - Los Andes 34.5 kV	1.195.531.100	2022	2023
400700	Regulador Guadalejo (TRANSFORMADOR)	240.240.000	2020	
400302	Arquitectura de Red Norte 34.5 kV - Etapa II	7.048.236.302	2021	2024
400102	Anillo Sur 34.5 kV - Etapa II	4.609.605.812	2022	2024
301000	Reubicación S/E Pescador	2.657.313.200	2021	2023
300901	Reposición de celdas 13.8 kV	1.307.787.000	2021	Plurianual
300803	Renovación de transformadores de potencia	456.964.500	2021	2023
300403	Banco de Baterías	223.303.527	2022	
300402	Banco de Baterías	23.478.561	2021	
200901	Expansión del SDL (Circuito Popayán N2)	2.330.002.800	2022	2023
200700	Remodelación y nueva Línea San Bernardino - Piendamó 34.5 kV	8.150.274.606	2021	2023 - 2024
100501	Repotenciación y completar líneas 34.5 kV (San Bernardino Isabela 34.5 kV)	538.232.761	2021	2023
100200	Repotenciación S/E San Alfonso 3 MVA – 34.5/13.8 kV	260.526.000	2020	

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador

Para cada uno de estos proyectos se solicitó a la empresa las circunstancias tras el retraso en su puesta en operación, así como el potencial impacto que pueden tener en la operación del sistema. Lo anterior se presenta en detalle en la **Tabla 66** en la sección de Anexos.

En términos generales, los retrasos en la ejecución de estos proyectos por parte de la empresa radican en los siguientes ámbitos

- La situación de orden público que vive el departamento del Cauca, toda vez que aproximadamente el 55% de sus activos se encuentran ubicados en zonas con presencia de grupos armados, el 43% en áreas con minería ilegal y el 56% se encuentran ubicados en áreas de cultivos ilícitos. Para mitigar la problemática asociada a estos eventos, CEO ha implementado la diversificación de sus contratistas en varias zonas del mercado atendido, mediante la contratación bajo la modalidad de EPC (por sus siglas en inglés: Engineering, Procurement and Construction), donde el tercero es quien se encarga de los suministros necesarios y la construcción, así mismo, ha venido

trabajando de manera anticipada con las gestiones de servidumbres, la consecución de materiales, así como la ejecución anticipada de proyectos futuros. Es destacable el paro nacional que tuvo lugar durante el año 2019 y 2020.



- La pandemia de COVID19 y sus consecuencias durante esta, tales como la crisis de contenedores y escasez de equipos y suministros para importación. Esto tuvo un impacto considerable durante los años 2019, 2020 y 2021 y ha mejorado para el año 2022.
- Inconvenientes con los trámites y permisos, y acceso a predios.
- Contracción de la demanda. De acuerdo con la empresa, los niveles de crecimiento de demanda se han reducido e inclusive se ha evidenciado decrecimiento. Se destaca en particular que en el sector industrial se está optando por la autogeneración. Lo anterior ha llevado a que la empresa desplace la ejecución de ciertos proyectos.

Con base en los retrasos evidenciados, se consultó con la empresa los potenciales impactos derivados de estos. Durante la visita se expresó que buena parte de los proyectos están orientados a fortalecer la confiabilidad del sistema y que el retraso en los proyectos comprometería más la capacidad de respuesta ante contingencias y su capacidad de atención de demanda.

Sin embargo, se solicitó identificar los retrasos por proyecto encontrado en la **Tabla 66** en la sección de Anexos, en donde se encuentra que el retraso de ciertos proyectos puede comprometer la calidad del servicio. Todos los proyectos con este potencial riesgo tienen expectativa de puesta en operación el año en curso, a excepción de la repotenciación del transformador de la S/E San Alfonso.

#### ***4.4.4.4.3. Remuneración del plan de inversión***

La componente de la remuneración anual anticipada que reciben los operadores y que hace parte del cálculo de los cargos por nivel de tensión, corresponde a la Base Regulatoria de Activos Nuevos (BRAEN) la cual está definida en el numeral 3.1.1.2. del anexo general de la

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

Resolución CREG 015 de 2018. Esta componente se desglosa en tres términos principales por nivel de tensión:

- Inversiones aprobadas para el año a remunerar ( $INVA_{j,n,t}$ ).
- Ejecución del año previo a remunerar ( $INVR_{j,n,t-1}$ ).
- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ( $INVA_{j,n,t-1}$ ).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, el BRAEN se calculan las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre la ejecución y lo aprobado del año anterior. Por lo tanto, la remuneración percibida por el operador se verá afectada de manera negativa si hay subejecución del plan.

Otro de los factores que afectan de manera negativa la remuneración de un operador de red es el índice de Ajuste por Ejecución del plan de inversiones ( $IAPA_{j,n,t}$ ). Como su nombre lo indica, corresponde una variable cuyo valor depende del nivel de ejecución del operador y ajusta la remuneración de las inversiones por nivel de tensión. (En la Figura se presenta el cálculo de esta variable). Para el nivel de tensión 4 este índice toma un valor de 1 independientemente del nivel de ejecución. Para el resto de niveles de tensión, esta variable toma un valor de 1 para los dos primeros años de ejecución, pero a partir del tercer año corresponde al índice de ejecución promedio de los dos años anteriores si el resultado de este es inferior a 0,8. En particular, este índice ajusta el valor de las inversiones aprobadas en la fórmula del BRAEN.

Por último, es necesario mencionar que para los niveles de tensión del 1 al 3, la inversión ejecutada (INVR) remunerable para un año determinada está acotada al 110% de la inversión aprobada del respectivo año. El excedente de la anterior operación puede ser trasladado al siguiente año.

La ejecución de CEO por nivel de tensión se presenta en la **Tabla 48**.



**Tabla 48. Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión.**

Nivel de Tensión	2019			2020		
	Aprobado (\$COP 2017)	Ejecutado (\$COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (\$COP 2017)	Ejecutado (\$COP 2017)	Ejecución (%)
1	7.872.188.328	11.967.126.783	152,02%	14.997.754.261	13.704.331.712	91,38%
2	9.384.381.750	9.805.271.429	104,49%	15.772.406.849	16.088.335.130	102,00%
3	9.765.442.453	5.344.569.897	<b>54,73%</b>	13.536.165.946	12.870.076.590	95,08%
4	47.886.000	419.483.498	876,00%	6.779.255.132	5.053.987.281	74,55%
Total	27.069.898.531	27.536.451.607	101,72%	51.085.582.188	47.716.730.713	93,41%
Nivel de Tensión	2021			2022		
	Aprobado (\$COP 2017)	Ejecutado (\$COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (\$COP 2017)	Ejecutado (\$COP 2017)	Ejecución (%)
1	17.372.708.025	16.380.570.778	94,29%	15.955.321.827	17.547.900.069	109,98%
2	6.171.431.417	4.749.742.415	76,96%	14.192.092.717	13.689.492.809	96,46%
3	22.284.579.231	3.403.001.911	15,27%	16.532.429.095	13.966.375.138	84,48%
4	1.209.883.600	489.624.253	40,47%	531.892.720	1.550.456.005	291,50%
Total	47.038.602.273	25.022.939.358	53,20%	47.211.736.359	46.754.224.022	99,03%

**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

En la **Tabla 49** se presenta el análisis de la remuneración para todos los niveles de tensión. En términos generales la empresa ha visto su remuneración compensada por sobreejecución o subejecución.

**Tabla 49. Remuneración por plan de inversión para los años 2020 a 2023. Cifras dadas en \$COP 2017**

Variable	NT1			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	8.871.517.618	17.372.708.025	15.955.321.827	20.738.843.247
INVR (t-1)	11.967.126.783	13.704.331.712	16.380.570.778	17.547.900.069
INVA (t-1)	7.872.188.328	14.997.754.261	17.372.708.025	15.955.321.827
INVR_cota (t-1)	5.764.183.283	13.704.331.712	16.380.570.778	17.547.517.610
Dif_INVR	6.202.943.500	0	0	382.460
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	1,00
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	6.763.512.573	22.282.228.976	14.963.184.580	22.331.039.030
BRAEN (IAPA = 1)	6.763.512.573	22.282.228.976	14.963.184.580	22.331.039.030
Dif_BRAEN	0	0	0	0
Dif_ejec	4.094.938.455	-1.293.422.549	-992.137.247	1.592.578.242
Variable	NT2			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	12.411.317.067	6.171.431.417	14.192.092.717	15.554.063.033

INVR (t-1)	9.805.271.429	16.088.335.130	4.749.742.415	13.689.492.809
INVA (t-1)	9.384.381.750	15.772.406.849	6.171.431.417	14.192.092.717
INVR_cota (t-1)	8.978.036.000	16.088.041.730	4.742.984.897	13.519.106.909
Dif_INVR	827.235.429	293.400	6.757.518	170.385.900
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	1,00
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	12.004.971.317	7.314.301.727	12.763.939.597	14.887.834.744
BRAEN (IAPA = 1)	12.005.353.777	7.314.301.727	12.763.939.597	14.887.834.744
Dif_BRAEN	-382.460	0	0	0
Dif_ejec	420.889.679	315.928.281	-1.421.689.002	-502.599.908
Variable	NT3			
	2020	2021	2022	2023
INVA (t)	6.718.094.230	22.284.579.231	16.532.429.095	10.358.869.240
INVR (t-1)	5.344.569.897	12.870.076.590	3.403.001.911	13.966.375.138
INVA (t-1)	9.765.442.453	13.536.165.946	22.284.579.231	16.532.429.095
INVR_cota (t-1)	5.316.310.564	12.870.076.590	3.396.687.311	13.039.969.364
Dif_INVR	28.259.333	0	6.314.600	926.405.774
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	0,50
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	2.268.962.341	21.618.489.875	-2.355.462.825	1.673.991.166
BRAEN (IAPA = 1)	2.439.348.241	21.646.749.208	-2.355.462.825	6.872.724.110
Dif_BRAEN	-170.385.900	-28.259.333	0	-5.198.732.944
Dif_ejec	-4.420.872.556	-666.089.356	-18.881.577.320	-2.566.053.957

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en el SUI e información del prestador y publicación de XM.

De este análisis se destacan los siguientes casos particulares

- La variable INVR\_cota corresponde aplicar el límite de 110% de las inversiones aprobadas a lo ejecutado. Aquellos montos resaltados en rojo corresponden a la cota publicada por XM que se considera es inconsistente con la disposición regulatoria, inclusive tomando valores por debajo del respectivo INVR, y no es del todo claro su cálculo. Sin embargo, con base en este valor se liquidó la remuneración al operador y de esta manera es presentado.
- En el nivel de tensión 1 para la remuneración anticipada de 2020, la empresa tuvo una sobrejexecución en 2019 que superó el 110% del valor de inversiones aprobadas. Esto ocasionó que la empresa no percibiera la totalidad de la inversión ejecutada en 2020.

Sin embargo, el remanente se entiende pudo ser trasladado en su totalidad a la remuneración de 2021.

- La remuneración por nivel de tensión 3 se ha visto afectada desde 2021 por los niveles de subejecución presentados desde 2019, en particular al notarse que el parámetro IAPA toma valores de 0,75 y 0,55 y 0,50.

En principio con la entrada de algunos proyectos cuya ejecución se vio retrasada se esperaba que la empresa recupere parte de sus niveles de inversión en el nivel de tensión 3 y con ello estabilizar la remuneración para 2024.

➤ **Segunda modificación plan de inversiones**

En agosto de 2022 CEO presentó solicitud de modificación al plan de inversiones en concordancia con lo dispuesto en el literal g) del Artículo de la Resolución 036 de 2019. Este ajuste comprende el periodo 2023-2027 en el cual se propone modificar los montos aprobados para los años 2023 y 2024 así como nuevas inversiones en 2025-2027 por un valor total de \$225.036 MCOP 2017. Esta modificación fue elaborada teniendo en cuenta algunos aspectos relevantes tales como

- **Contrato de gestión suscrito con CEDELCA S.A. E.S.P.**

CEO tiene el compromiso de invertir \$446.735 MCOP 2017 en el periodo comprendido entre 2010 y 2023. Al término de este contrato, formulado bajo la Resolución CREG 097 de 2008, CEO entregará a CEDELCA todos los activos de red, sin contraprestación para CEO. Con el cambio de metodología en la Resolución CREG 015 de 2018, el nivel de inversión es superior a las inversiones previstas, las cuales no alcanzarán a ser remuneradas por completo a CEO, generando detrimento al patrimonio de la empresa. La empresa se encuentra valorando el impacto que representa la diferencia de inversiones.

- **Prestación del servicio en áreas especiales de Cauca**

Como se verá más adelante, CEO identificó un total de 35 áreas especiales distribuidas entre 26 ARMD (Áreas Rurales de Menor Desarrollo) y 9 ZDG (Zonas de difícil gestión), en las cuales se presentan altos niveles de pérdidas, bajos niveles de recaudo y/o bajo desarrollo en sus

zonas rurales y aplicación de medición y facturación comunitaria, acorde a lo establecido en artículo 2.2.3.3.4.4.1.2 del Decreto Único Reglamentario 1073 de 2015.

➤ **Retrasos en la ejecución del plan de inversiones**

Como se evidenció anteriormente, la ejecución del plan de inversiones de la empresa se vio sometida a retrasos inducidos por factores como la pandemia del COVID-19, crisis de importaciones y sobretodo las situaciones de orden público. En particular, en los últimos años el crecimiento del conflicto social que está viviendo el departamento de Cauca, como se presentará más adelante, representa un riesgo latente de retraso en ejecución de las inversiones.

• **Situación económica mundial**

La situación económica mundial ha conllevado a impactos inflacionarios significativos que están induciendo que los costos para la ejecución de proyectos sean superiores a los valores reconocidos de las unidades constructivas definido en la Res. CREG 015 de 2018.

La solicitud de la modificación ha estado en proceso de revisión por parte de la CREG y la última novedad ocurrió en agosto de 2023 en el que CEO dio respuesta al Auto 000098 de 2023, donde se dio claridad a interrogantes en torno a la solicitud. La empresa tiene la expectativa de que la aprobación a esta modificación por parte de la CREG se genere pronto.

➤ **Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión**

La Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 6.7 del anexo general define que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener como mínimo los siguientes tres puntos

*a. Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de*

comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.

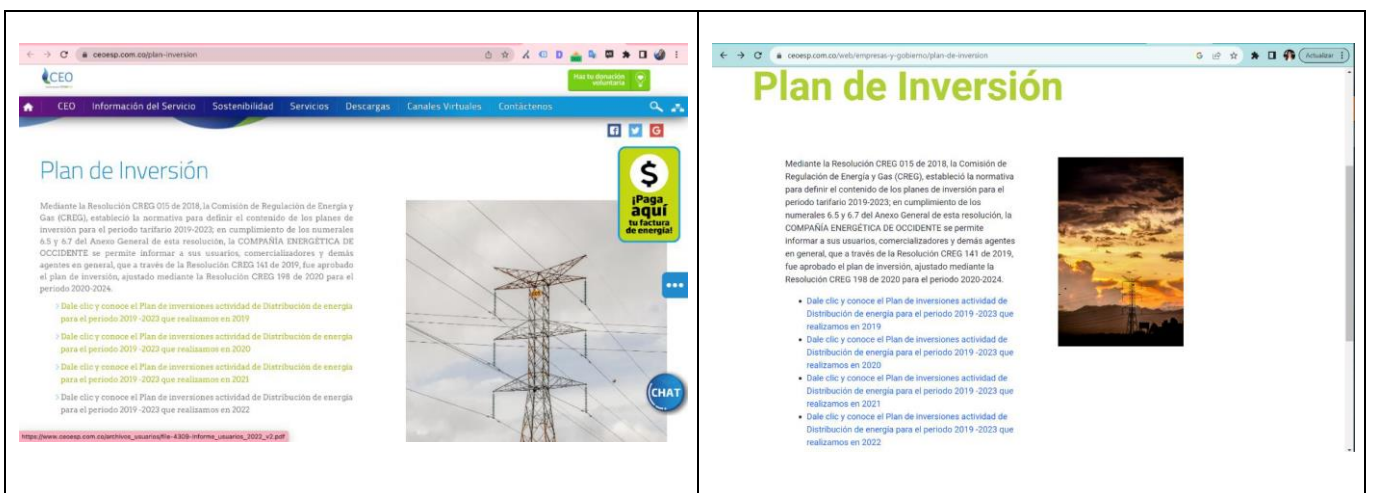
b. Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.

c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión.

Con respecto a los literales a. y b., en septiembre del año en curso se exploró el portal Web de la empresa en el cual no se encontró una página dedicada a la divulgación del plan de inversión, ni tampoco publicación de los informes anuales de ejecución del plan de inversión orientado a usuarios, así como los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD (literal c. numeral 6.5).

No obstante, en nueva verificación a finales de noviembre la empresa ya cuenta con una página web dedicada a la divulgación del plan de inversiones y su ejecución. Ésta no se encontró durante el mes de septiembre debido a renovación del portal Web de la empresa. En la Tabla se presenta la versión anterior y la que se encuentra en línea.

**Figura 42** Página Web dedicada a la divulgación del plan de inversión y su ejecución.



Fuente: CEO. Izquierda: versión anterior. Derecha: versión vigente y en línea.

En ambas versiones se pueden encontrar los informes asociados a los literales a. y b. del numeral 6.7; sin embargo, aún no se encuentran los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD en concordancia con lo dispuesto en el literal c. del numeral 6.5. Estos informes son accesibles y legibles.

La verificación del contenido de los informes orientados a usuarios acorde a lo dispuesto en la Circular CREG 024 de 2020 se presenta en la Tabla 50, en donde se observa que la empresa no presenta una discusión en torno a las desviaciones del plan de inversión para los años 2019, 2021 y 2022. Sin embargo, presenta un ámbito importante y que no es requerido por la regulación y es presentación de los proyectos más relevantes puestos en operación durante cada periodo. Como medida de mejora, y de ser posible ajustar los informes que se encuentran publicados, es incorporar una sección orientada a las desviaciones del plan de inversión. En esta se sugiere discutir las causas de los retrasos en la ejecución, así como impactos en ámbitos de la prestación del servicio evidenciados o potenciales impactos que se puedan dar.

**Tabla 50** Verificación de contenido de informe de ejecución de plan de inversión orientado a usuarios.

Contenido	2019	2020	2021	2022
a) Resumen ejecutivo	Si	Si	Si	Si
b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	Si	Si	Si	Si
c) Descripción del sistema operado	Si	Si	Si	Si
d) Resumen del plan de inversión aprobado	Si	Si	Si	Si
e) Avance en el cumplimiento de metas	Si	Si	Si	Si
f) Desviaciones del plan de inversión	No	Breve discusión	No	No
h) Gestión de activos	Si	Si	Si	Si

Fuente: Elaboración SSPD

#### 4.4.4.5. Plan de gestión de pérdidas

CEO en calidad de operador de red cumplió la condición habilitante para optar por plan de reducción de pérdidas correspondiente a que el índice de pérdidas de nivel de tensión 1 a fecha de corte  $PT_{j,1,0}$  (14,40%) fue superior al reconocido  $P_{j,1,0}$  (9,9%, Res. CREG 118 de 2009). Como resultado de lo anterior, el operador presentó plan de reducción de pérdidas en el marco de la solicitud de aprobación de ingresos, cuya meta de reducción de pérdidas propuesta corresponde a reducir el índice de pérdidas totales (IPT) en un 2,84% a 10 años (de 11,68% año 0 a 8,84% al año 10). Para tal fin, la empresa propuso las estrategias delimitadas en la **Tabla 51**

**Tabla 51.** Resumen del plan de gestión de pérdidas y sus estrategias propuesto por CEO.

Categoría	Estrategia	Resumen
Estrategias incluidas en el plan de inversión	Instalación de medida entre niveles de tensión	<p>Instalación y reposición de equipos de teled medida en puntos de medida compuestos por fronteras operativas, fronteras comerciales, clientes destacados, puntos de control en subestaciones, líneas, celdas energéticas y respaldos.</p> <p>Establecer sectores de gestión de acuerdo a su ubicación geográfica y agrupación dentro de circuitos con mayores pérdidas de energía para gestión diferencial.</p>
	Instalación de macromedición en transformadores de distribución.	Instalación de macromedición en transformadores que no cuentan con este equipo.
	Instalación de redes antifraude	Construcción y adecuación de redes de baja tensión en diferentes configuraciones (trenzada, chilena, especial) donde el mercado lo requiere, principalmente en sectores donde se proliferan las conexiones ilegales.

Categoría	Estrategia	Resumen
	Instalación de sistemas de medición centralizada.	Implementación de soluciones tecnológicas SMART GRID para el control de reducción de pérdidas.
Estrategias de inversiones en no activos de uso. (INVUC)	Instalación micromedición	Instalación de medidores a clientes sin sistema de medida, los cuales se facturaban por promedio propio, estrato o carga instalada. En su momento se contaban con 6635 clientes sin equipo de medida.
Estrategias orientadas al mantenimiento de pérdidas (AOM)	Actualización y verificación censos cable operadores y otros.	Despliegue de censo de cargas externas tales como alumbrado público, semaforización, cable operadores, cámaras de seguridad, entre otros.
	Inspección de instalaciones	Recorridos rutinarios en circuitos, y lectores y repartidores para identificar situaciones anómalas.
	Revisión medidos de usuarios	Control de consumos desde todos los posibles puntos de medición, identificación y normalización de inconsistencias en los sistemas de medición en clientes destacados, e intervención de suministros en macromedidores.
	Normalización de usuarios	Intervención por agrupación de clientes en un mismo sector geográfico que presentan anomalías en las lecturas de los medidores.
	Gestión social	Implementación de políticas, metodologías y procesos de trabajo comunitario para generar concientización y comprensión de los ciudadanos en torno al servicio de energía, y el uso legal, seguro y eficiente de la energía.



Categoría	Estrategia	Resumen
	Procesos administrativos	Interventoría técnica, administrativa y control de calidad diferentes procesos, ejecución y actividades y resultados obtenidos, así como auditoria del plan de gestión de pérdidas.
	Sistema de gestión de pérdidas	Gestión de planificación, seguimiento y ejecución de actividades desde el centro de inteligencia, e incorporación de herramientas tecnológicas e innovación para mejorar la eficiencia de la operación, control del mercado regulado, flujos de energía y control base de clientes.

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en información provista por el operador remitida a la CREG en septiembre de 2018.

Con base en las anteriores actividades, en la **Tabla 52** se presentan la valoración en costos anuales del plan solicitado y aprobados (sin tener en cuenta aquellos dentro del plan de inversión)

**Tabla 52. Remuneración del plan de reducción de pérdidas solicitado y aprobado.**

	INVNUC (\$COP 2017)	AOMP (\$COP 2017)	CAP (\$COP 2017)
Solicitado	106.491.750	5.342.712.744	5.449.204.494
Aprobado	0	4.566.244.737	4.566.244.737

Fuente: Elaboración propia con base en reporte en información provista por el operador remitida a la CREG en septiembre de 2018 y Res. CREG 141 de 2019.

Resultando en que plan de reducción de pérdidas aprobado no tenga una componente de inversión (que es separada y debe entenderse como separada del plan de inversión) y una componente de mantenimiento menor a la propuesta por la empresa. El valor final del plan es cercano al resultado del modelo de costos eficientes que emplea la CREG para la valoración del plan de acuerdo con los índices y la senda de reducción propuesta. Es decir, para cumplimiento de la senda de reducción presentada por la empresa no se requeriría más de \$4.566 MCOP anuales. Adicionalmente, la empresa expresó que la componente de inversión no fue aprobada debido a que la instalación de micromedición se había propuesto

implementarla a través de medición inteligente, siendo esta una tecnología que en su entonces la Comisión no contemplaba dentro de la componente INVNUC.

En otras palabras, CEO cuenta con un plan de reducción de pérdidas y se está evaluando como tal por parte del LAC, pero se está remunerando como si fuera plan de mantenimiento.

#### 4.4.4.5.1. Índice de pérdidas totales

El índice de pérdidas totales calculado por la empresa, los cuales coinciden con el reporte hecho al Sistema Único de Información de esta Superintendencia se presenta en la **Tabla 53**

**Tabla 53.** Evolución del Índice de Pérdidas Totales para CEO S.A. E.S.P. 2019-2022

Año	IPT Calculado (%)	IPT Senda (%)	Cumple	Estado inicial	Estado final
2019	11,44	11,39	No	Activo	Suspendido
2020	10,06	11,11	Si	Suspendido	Activo
2021	10,28	10,82	Si	Activo	Activo
2022	10,76	10,54	No	Activo	Suspendido

**Fuente:** Elaboración propia con base en reporte en evaluación del plan de reducción de pérdidas publicado por XM en abril de 2023.

De la tabla anterior, se observa que durante los dos primeros años la empresa presentó un índice reducido durante el primer año, pero que no fue suficiente para cumplir la meta. Sin embargo, en el segundo año se presenta una reducción significativa que le permite a la empresa ampliar el margen con respecto a la meta. No obstante, a partir de 2021 se evidencia un deterioro constante del índice que conllevó al incumplimiento de la meta en 2022.

Previo a explorar las razones tras lo anterior, es de destacar que para la empresa es inconsecuente tal situación, en términos de remuneración acerca de cumplir o no con el plan, y con ello que este se suspenda. Esto, dado que la suspensión del plan implica que la empresa dejará de percibir la componente de inversión INVNUC, lo cual como se vio previamente es cero. A pesar de lo anterior, la empresa expresa que está comprometida con el cumplimiento de la meta y solicitará a la CREG la modificación al cálculo del IPT considerando las energías en tránsito de nivel de tensión 4, producto de los intercambios de energía internacionales con Ecuador como se verá más adelante. En caso de no ser aprobada la solicitud se solicitará que

se cancele la evaluación de cumplimiento por parte de XM considerando la inconsecuencia de este en la remuneración a través del CPROG.

Durante las conversaciones con el equipo de la empresa se expresó que ha estado implementando la totalidad de las estrategias propuestas en la **Tabla 51**, inclusive la instalación de medición inteligente, estrategia de inversión no reconocida por el plan de reducción aprobado. Adicionalmente, se indago de los motivos tras el deterioro del índice a lo cual estos lo atribuyen a dos causas principales

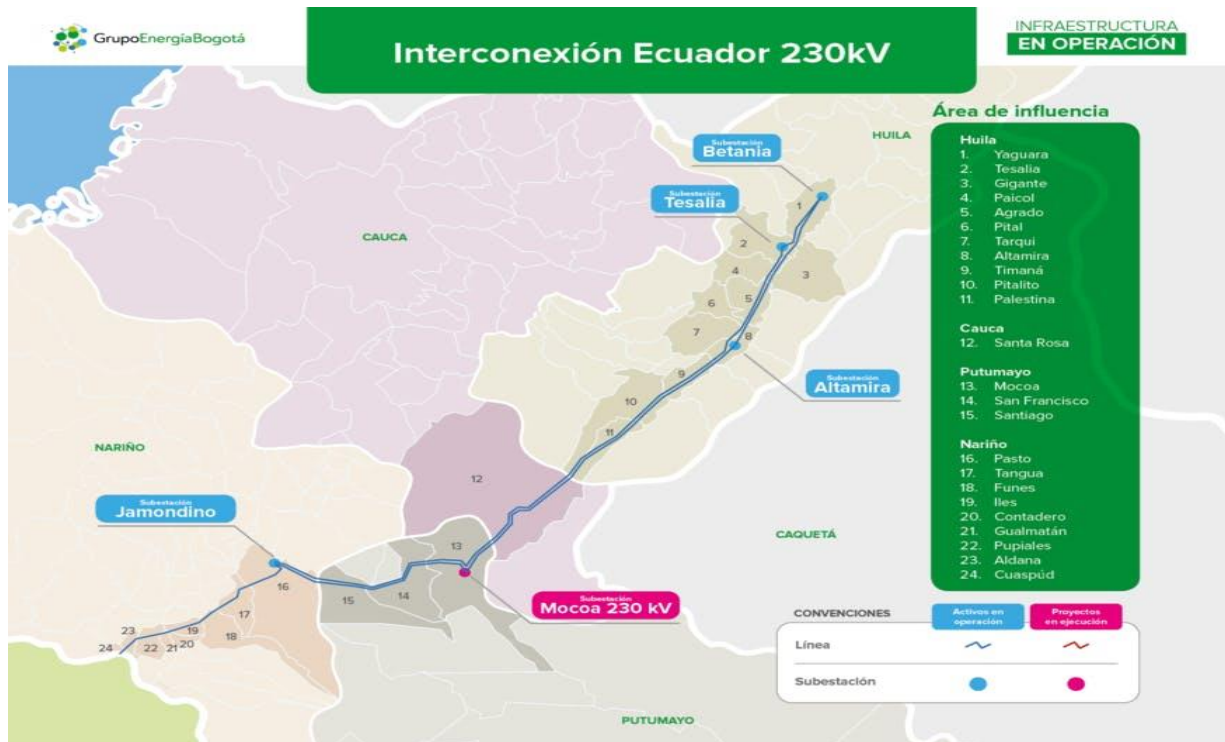
- Intercambio de flujo energético Ecuador – Colombia (en 2022).
- Difícil gestión en zonas de desarrollo.

#### **4.4.4.5.1.1. Intercambio de flujo energético Ecuador - Colombia**

Las Transacciones Internacionales de Electricidad se encuentran enmarcadas en las decisiones de la Comunidad Andina de Naciones (CAN), que buscan una mayor integración regional. Estas se encuentran reglamentadas a través de las siguientes Decisiones CAN: 536 de 2003, 720 de 2009, 757 de 2011 y 789 de 2013.

La infraestructura eléctrica que compone la interconexión de los sistemas eléctricos de potencia de Colombia y Ecuador se compone de cuatro circuitos entre las subestaciones Jamondino (Nariño - Colombia) y Pimampiro (Ecuador) a nivel de 230 kV operados por ISA Intercolombia y Grupo de Energía de Bogotá (GEB). Adicionalmente se dispone un enlace a nivel de 138 kV entre las subestaciones Panamericana (Nariño - Colombia) y Tulcán (Ecuador). Si bien estas son las líneas de interconexión entre países, la infraestructura de transmisión de 230 kV asociada a la interconexión se extiende hasta la Subestación Betania (Huila) y que es operada por el Grupo de Energía de Bogotá se ilustra en la **Figura 43**.

**Figura 43. Infraestructura eléctrica de Interconexión operada por GEB Colombia - Ecuador 230 kV.**

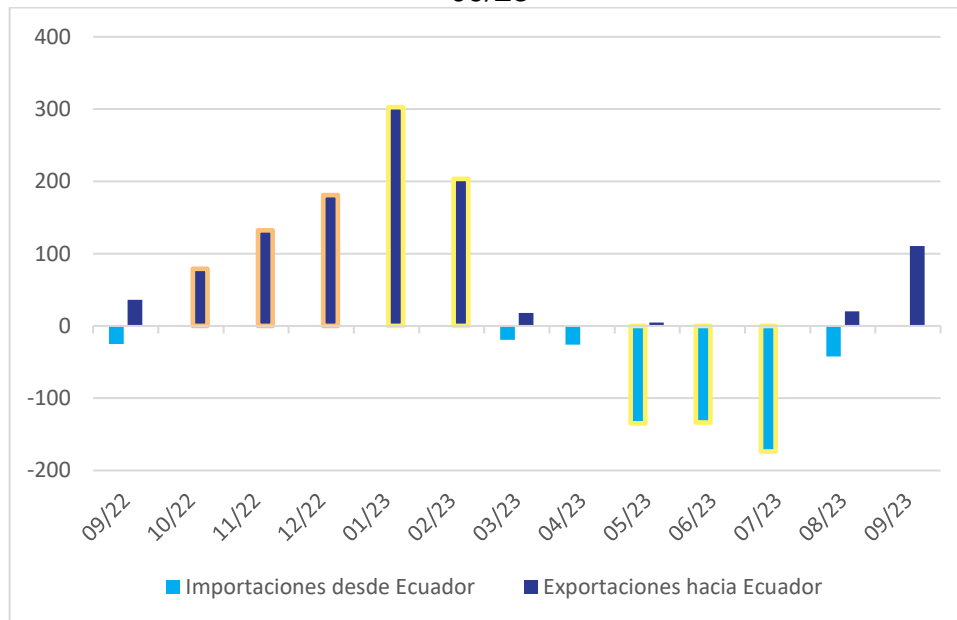


Fuente: Grupo de Energía de Bogotá. Tomada de: <https://www.enlaza.red/infraestructura-en-operacion/interconexion-con-ecuador-230kv>

Acorde con la empresa, el STR del departamento de Cauca, operador por CEO, sirve de corredor para el transporte de la energía intercambiada entre los países. En principio existe este corredor a través de la interconexión del STR de CEDENAR en las subestaciones Rio Mayo y Catambuco.

Al ser parte del correspondiente corredor, la empresa informa que el transporte de energía resultante del intercambio ha generado un incremento *súbito* en las pérdidas técnicas en el STR, las cuales, si bien son reconocidas, contribuyeron un aumento en el IPT lo suficiente para generar incumplimiento en la senda de pérdidas.

**Figura 44.** Intercambios de flujos de energía entre Colombia y Ecuador en el periodo 09/22 a 09/23



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de XM tomados de:

<https://sinergox.xm.com.co/ntrcmb/Paginas/Informes/TransaccionesInternacionalesEnergia.aspx>

De acuerdo con la empresa, en operación normal, en el nivel de tensión 4 en operación normal presenta un volumen de pérdidas de alrededor de 10 GWh, y para 2022 estas aumentaron a 13,7 GWh. En particular, como se evidencia en la **Figura 44**, durante el 2022 entre los meses de octubre y diciembre se presentó exportación lo suficientemente significativas para que se notará un incremento notable en las pérdidas, las cuales la empresa estima son de 1,3 GWh al mes. Sin la afectación inducida por los flujos de exportación, el IPT de la empresa para el año 2022 hubiera resultado en alrededor de 10,39%, con el cual habría cumplimiento de la senda.

Para el año 2023, como se evidencia en la Figura, ha continuado el intercambio de flujo presentándose niveles de exportación relevantes en enero, febrero y septiembre, e importación entre mayo y julio. La empresa reporta que a corte de agosto se presentan pérdidas en el nivel de tensión 4 de 13,9 GWh, superior en una proporción de 5,2 GWh a condiciones normales de operación, las cuales correspondería a 8,7 GWh.



Fuente: CEO

Estas zonas se caracterizan por presentarse una o más de las siguientes causas que afectan la operación y el mantenimiento de las redes de la empresa, afectando directa e indirectamente la gestión de las pérdidas de energía.

- **Grupos al margen de la ley**

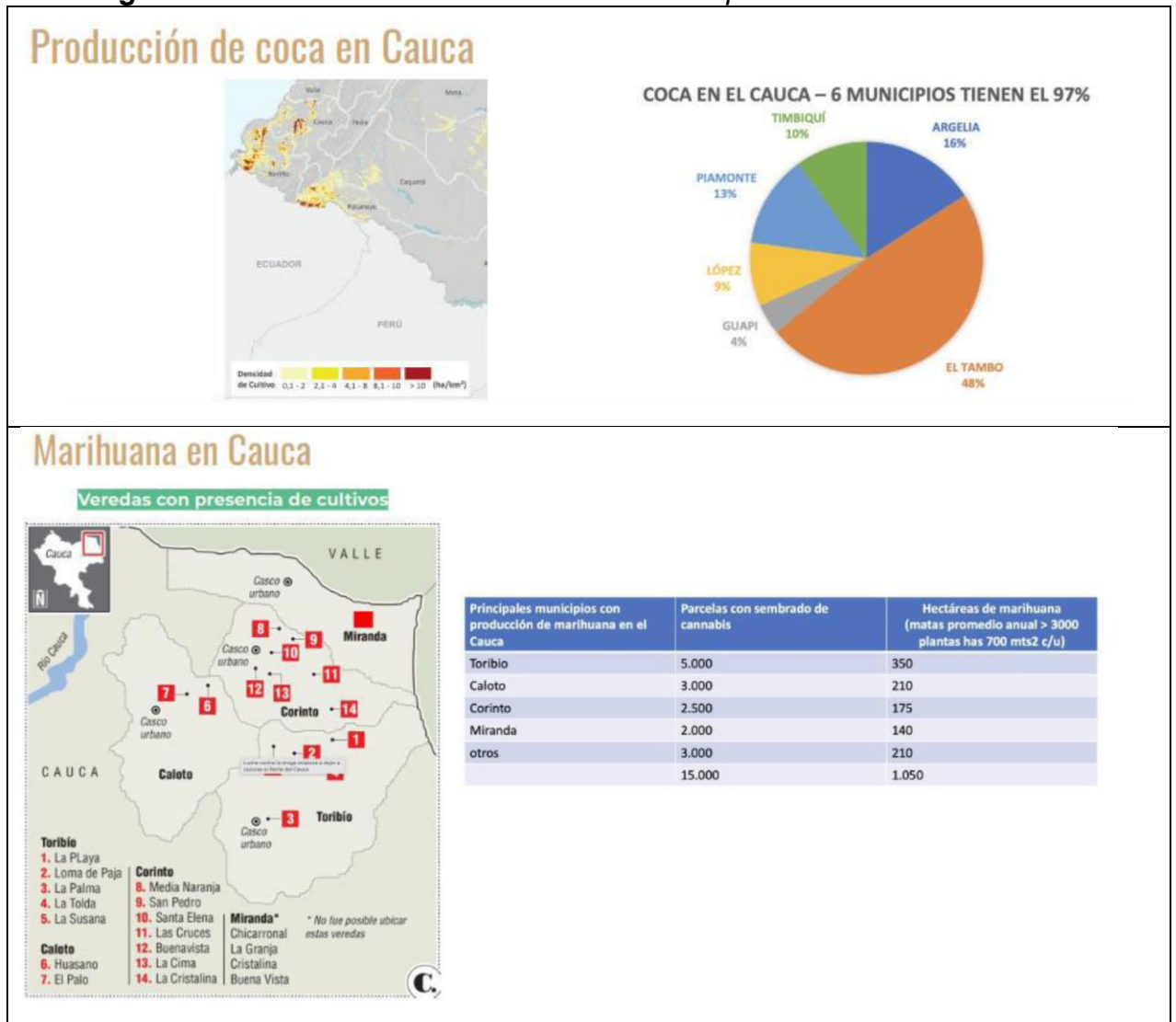
Históricamente, el departamento del Cauca ha sido un escenario de disputa de control territorial, donde la ausencia del estado generó el surgimiento y consolidación de grupos armados ilegales. Lo anterior, afectando directa e indirectamente la gestión operacional y de mantenimiento por parte de la empresa.

- **Cultivos ilícitos y minería ilegal.**

Los cultivos ilícitos son de las principales fuentes de los grupos armados al margen de la ley, cuya operación han representado defraudación del servicio al presentarse consumo de energía a través de redes artesanales ilegales para los diferentes procesos que implican los cultivos de marihuana y cocaína, algunos de estos denominados popularmente como *pesebres*. Adicionalmente, el control de corredores viales que son empleados para circulación de estupefacientes a través de los cuales la empresa no puede movilizarse. Un panorama general de la presencia de cultivos en el departamento se presenta en la **Figura 46**.

Otra fuente de financiación corresponde a la minería ilegal, principalmente de oro. Similar a la operación de los cultivos, existen conexiones ilegales a través de las cuales se alimentan equipos de alto consumo de energía tales como motores, motobombas y taladros.

**Figura 46. Panorama de cultivos ilícitos en el departamento del Cauca.**



Fuente: CEO S.A.S. E.S.P.,S ESP.

### Territorios pertenecientes a grupos indígenas.

La empresa presentó un informe de los eventos de orden público presentados durante el 2022 que dificultaron directamente la operación de la empresa. Se presentaron alrededor de 27 eventos en municipios tales Corinto, Santander de Quilichao, Suarez, Argelia, Santa Rosa, Corinto, Caloto, Bolivar, Patia. Estos eventos se pueden clasificar en fallas y daño de equipos del SDL por manipulación ilegal y alteración del orden público, retraso en mantenimiento por



enfrentamientos y que requiere acompañamiento de comunidad, retención de brigadas, y hurtos e intentos de hurto de vehículos de transporte por particulares e indígenas.

En la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**<sup>4</sup> se puede evidenciar el contraste entre los índices en las zonas gestionables con respecto a las de difícil gestión. A pesar de los esfuerzos realizados por la empresa en implementación y seguimiento de un Plan de Mejoramiento para cumplimiento de metas en los indicadores de pérdidas en estas zonas, para el año 2022 la empresa no cumplió los porcentajes de mejoramiento requeridos por el Decreto 1073 de 2015.

**Tabla 54.** *Evolución del IPT en zonas gestionables y de difícil gestión.*

	12/2022	08/2023
IPT (%)	10,76	11,08
IPT Gestionable (%)	5,84	6
IPT ZDG (%)	20,59	20,32

Fuente: Elaboración propia a partir de información provista por la empresa.

Para las ZDG que no cumplieron con las metas definidas en el plan de mejora la empresa expuso ante el auditor externo de gestión las causas no imputables, permitiendo la continuidad del esquema diferencial de prestación de servicio. Estas causas, incluyendo las ya presentadas, son: Cultura de fraude, bajos niveles de ingresos económicos de la población, problemas de orden público, cultivos ilícitos, grupos al margen de la ley, minería ilegal y cultura de no pago del servicio (bajos recaudos). En particular destacando la alteración de la seguridad y de orden público, que han impactado negativamente la gestión del mejoramiento de los índices de pérdidas, así como la morosidad en estas zonas.

Como parte del plan de mejora de la empresa, y con el objetivo de mejorar la calidad y continuidad del servicio de los clientes en sectores más vulnerables, la empresa logró los hitos en actividades ejecutadas a lo largo de los circuitos en las zonas de difícil gestión presentados en la **Tabla 55**.

**Tabla 55.** *Principales actividades e hitos en torno a la gestión en ZDG.*

Actividad	Hito
-----------	------

Ordenes de trabajo	11.106
Hallazgo de irregularidades	5.569
Normalización de clientes	2.637
Instalación de medidores	2.141
Cambio de medidores	2.876
Suspensión de servicio por mora	6.875

Fuente: Elaboración propia a partir de información provista por la empresa.

Adicionalmente, la empresa ha desarrollado una serie de acciones de control energético consistente en actividades focalizadas en los circuitos con los índices de pérdidas más significativos. Estas actividades se resumen a continuación:

- **Arquitectura de la medida**

Establecimiento de la arquitectura de la medida de la red de la empresa para obtener balances de energía, de esta manera identificando sectores de gestión, instalando como resultado puntos de control en subestaciones, circuitos y ramales.

- **Instalación y renovación de equipos de telemedida**

Establecimiento de la arquitectura de la medida de la red de la empresa para obtener balances de energía, de esta manera identificando sectores de gestión, instalando como resultado puntos de control en subestaciones, circuitos y ramales.

- **Notificación a entes gubernamentales**

Reporte de irregularidades y solicitud de apoyo a entidades gubernamentales para generar acciones y garantías de seguridad laboral. CEO se encuentra coordinando y participando en reuniones con la comunidad, organizaciones sociales, y entidades del Gobierno Nacional en los municipios de Buenos Aires, Suarez, Santander de Quilichao, Caloto, Guachené, Corinto, Bolivar, Mercaderes, Patía, Sucre, Argelia, Almaguer

- **Acercamiento con Juntas de Acción Comunal y gestión**

Reuniones con líderes comunales de veredas en el que se informan afectaciones al sistema eléctrico ocasionadas por causas definidas en este informe.

Durante estas CEO propone soluciones relacionadas con actividades técnicas y comerciales tales como desconexión de transformadores ilegales, normalización de nuevos clientes y adecuaciones de redes internas. Con el fin de ejecutar dichas actividades, la empresa ha solicitado acompañamiento y garantías de seguridad en estas mesas de trabajo. Lo anterior ha logrado ser concretado con algunas mesas, resultando en avance de una primera fase de actividades técnicas y comerciales que incluyen diagnósticos de red, y normalización de clientes residenciales y comerciales. En la **Tabla 56** se presentan los principales logros una de estas mesas de trabajo.

**Tabla 56. Resultados en mesas de trabajo**

Mesa de trabajo	Resumen
<p>Suarez, Buenos Aires, Morales (Circuito Suarez Urbano)</p>	<p><b>Contexto:</b> Índice de pérdidas de alrededor de 52% durante 2022 debido principalmente a altas cargas de transformadores irregulares, evidenciado en disparos de proyecciones y reconectores por sobrecargas.</p> <p><b>Resultados</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Inspección de 363 transformadores de media tensión y 160 transformadores irregulares.</li> <li>• Visita a 798 predios sin normalizar en los sectores Naranjal, Bellavista, Santa Barbara, La Unión Olivares, La Betulia, El Amparo. 297 clientes fueron normalizados, 257 no permitieron acceso y 244 no se encontraban en el predio. 62,8% de predios directos no están registrados.</li> <li>• Reposición de 26 de 127 transformadores. Ejecución de mantenimiento y construcción de redes en 9 transformadores.</li> <li>• Intervención de 10 transformadores, 68 postes, y 6134m de red trenzada para 81 clientes de los sectores de La Betulia y Santa Barbara.</li> <li>• Inspección de 51 transformadores, de los cuales 48 requieren intervención para adecuación y ampliación de redes.</li> <li>• Se iniciarán actividades a partir del 30 de noviembre en cumplimiento de acuerdos de las mesas en las que se espera: mantenimiento a 5 transformadores que implican instalación de 24 postes y 2300m de reposición de red.</li> </ul>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gestión con propietarios de minas para concertar una solución integral para la normalización y legalización del servicio, así como solucionar problemas técnicos en las redes ilegales que alimentan estas minas.</li> </ul>
--	---

Fuente: Elaboración propia a partir de información provista por la empresa.

Adicionalmente en la **Tabla 57** la empresa presenta los siguientes diagnósticos y gestiones adicionales:

**Tabla 57. Diagnósticos y gestiones en circuitos de ZDG**

Municipios (Circuito)	Gestión
Caloto, Corinto (Circuito Corinto Rural)	<ul style="list-style-type: none"> <li>A lo largo del 2023 se han enviado comunicaciones a alcaldías y personerías municipales, defensoría del pueblo, SSPD, entre otros, informando las problemáticas en estos municipios.</li> <li>Entre noviembre de 2022 y mayo de 2023 se presentaron interrupciones en el servicio de energía a 3861 clientes a causa de manipulación y daños a los equipos y seccionamientos de protección. CEO logró restablecer el servicio, pero no ha logrado reemplazar los equipos de protección y control.</li> <li>La empresa no logró ejecutar el 50% de las ordenes de trabajo de normalización de clientes por orden público o negativa del usuario.</li> </ul>
Bolívar, Mercaderes, Patía, Sucre (Circuito Guachicono)	<ul style="list-style-type: none"> <li>En agosto de 2022, el circuito Guachicono alcanzó el 63,67% de las pérdidas., debidas a altas cargas de transformadores irregulares y conexiones ilegales a la red de baja tensión.</li> <li>CEO realizó diagnóstico técnico encontrando 38 transformadores conectadores irregularmente, cuyos propietarios no se han podido identificar o no permiten la normalización de la conexión, así como falta de cumplimiento de normas técnicas.</li> <li>La empresa compartió este diagnóstico con la comunidad en búsqueda de acuerdos de ingreso. De esta se generaron compromisos con las comunidades que la empresa espera cumplir durante el año en curso.</li> </ul>
Santander de Quilichao- Buenos	<ul style="list-style-type: none"> <li>En marzo de 2022 las pérdidas en el circuito Santander Cinco alcanzaron el 41% que continúan en incremento que han provocado operación de proyecciones.</li> <li>Durante diagnóstico técnico la empresa encontró numerosas conexiones irregulares para minería, lo que fue notificado a autoridades locales. En particular, existen 44</li> </ul>

<p>Aires, (Circuito Santander Cinco).</p>	<p>transformadores conectados irregulares cuyos propietarios no permiten la normalización o cuya infraestructura cumple normas técnicas.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Durante el 2023 la empresa continúa gestionando acciones para normalizar las irregularidades encontradas.</li> </ul>
---	--

Fuente: Elaboración propia a partir de información provista por la empresa.

Aún existen ciertos sectores para los cuales no se ha recibido respuesta al llamado de la empresa o su respuesta no ha sido positiva. A pesar de lo anterior, la empresa continúa abierta al diálogo estas juntas.

Extendiendo la primera fase que se encuentra desarrollando la empresa, esta propone continuar con una segunda fase de trabajos técnicos y comerciales que incluye desconexión de transformadores ilegales, normalización de clientes residenciales que requiera adecuaciones de instalaciones internas y normalización de la medida. Posteriormente, se pasaría a una tercera fase que incluya proyectos de inversión que mejoren las redes de baja tensión.

- **Gestión social**

CEO cuenta con un equipo especial de Cultura de Cliente en las zonas de difícil gestión, los cuales están encargados de diseñar estrategias de relacionamiento social que faciliten la operación en estos sectores para promover confianza, cercanía y comunicación.

Una de estas estrategias es el Plan de Integral de Gestión Social Integral *Somos Pura Energía* que se aplica en todos los sectores de operación, con priorización en las ZDG. A través de este se busca generar un cambio cultural en las prácticas de los usuarios respecto al uso de la energía mediante acciones participativas. En la Figura 47 se presenta un resumen de esta estrategia

**Figura 47** *Esquema de estrategia integrada para la gestión de pérdidas en el marco de la gestión social.*



Fuente: CEO.

Una segunda línea de estrategias se denomina “*Cultura del Cliente*” la cual está orientada a la formación de usuarios en temas de deberes, derechos, canales de atención y socialización de proyectos estratégicos.

Mediante estas estrategias la empresa ha logrado impactar a 80.326 clientes a lo largo del departamento del Cauca, de los cuales 43.552 corresponden a ZDG.

#### **4.4.4.6. Despliegue de medición inteligente (AMI)**

Corresponde a una de las estrategias propuestas en el plan de gestión de pérdidas para remuneración por inversiones en activos que no son de uso, pero que no fueron aprobadas. Consiste en el cambio del equipo de medida convencional a medición inteligente que incluye intervención y socialización a los usuarios en el alcance técnico, beneficios y justificaciones técnicas y tecnológicas.

Adicionalmente incluye la implementación de la infraestructura de comunicación o transmisión de lecturas a los medidores. En este último particular, la empresa ha desplegado comunicación por la línea de potencia en baja tensión y GRPS por transformador y tecnología TWACS.

En cuanto a la implementación de AMI, durante el 2022, se implementó medición de marcas como Aclara, Hexing y Winsky en 48.353 clientes, correspondiente al 11% de la meta de cobertura proyectada por la empresa. Esta se ha realizado en su mayoría a través de recursos propios de la empresa en usuarios ubicados en barrios subnormales, sectores con altas pérdidas de energía y proyectos VIS. Adicionalmente, se ha ejecutado esta estrategia con recursos del estado en proyectos de electrificación rural.

Por otro lado, se ha implementado modalidad de facturación prepago a través de AMI, para la cual el 2022 cerró con 152 nuevos clientes, y un total de 1.296 clientes bajo esta modalidad.

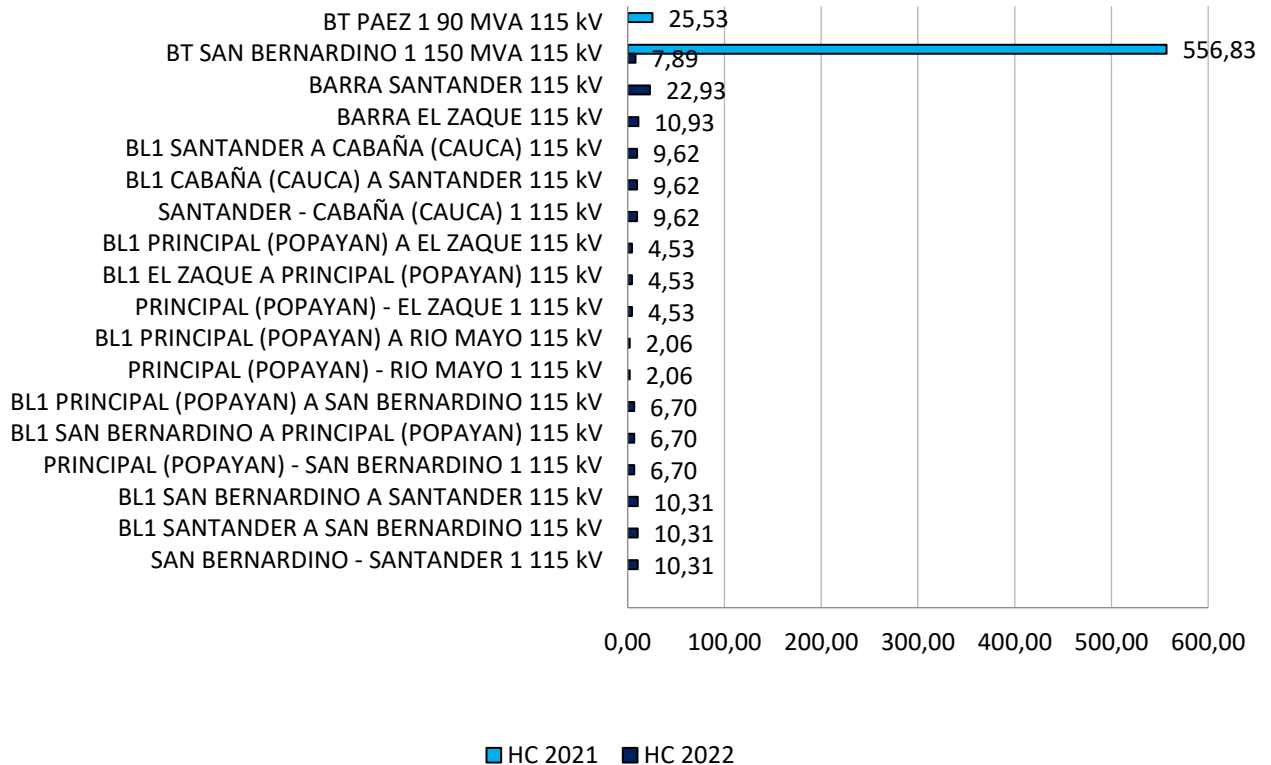
Respecto a las expectativas de 2023, la empresa proyecta la instalación de 8.900 medidores para este año y 9.700 para 2024, financiados con recursos propios y recursos de FAER y Gobernación. Al largo plazo identificado por la empresa, se espera llegar al 22% del mercado de comercialización.

#### **4.4.4.6.1. Indisponibilidad de activos**

La empresa CEO S.A. E.S.P. presentó aproximadamente 721 Horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA) para los años 2021 y 2022.

En la Figura 48 se presentan los activos con HC, activos destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado de comercialización que atiende CEO S.A. E.S.P., lo anterior de forma comparativa entre los años 2021 y 2022.

**Figura 48. Horas Compensadas (HC) por superar las MHAIA**



Fuente: información tomada de HEROPE de XM.

De la figura anterior, se puede identificar que los activos con mayor número de HC por superar las MHAIA en el año 2022, fueron la Barra Santander 115 kV, la línea San Bernardino – Santander 115 kV con sus respectivas bahías y la línea Santander – Cabaña (Cauca) 115 kV. Mientras que para el año 2021 los activos con mayor número de HC correspondieron a la BT San Bernardino 1 150 MVA 115 kV y la BT Paez 1 90 MVA 115 kV, con 556,83 HC y 25,53 HC, respectivamente. Adicionalmente, el único activo que mantiene la conducta de indisponibilidad en los dos años es la BT San Bernardino 1 150 MVA 115 kV.

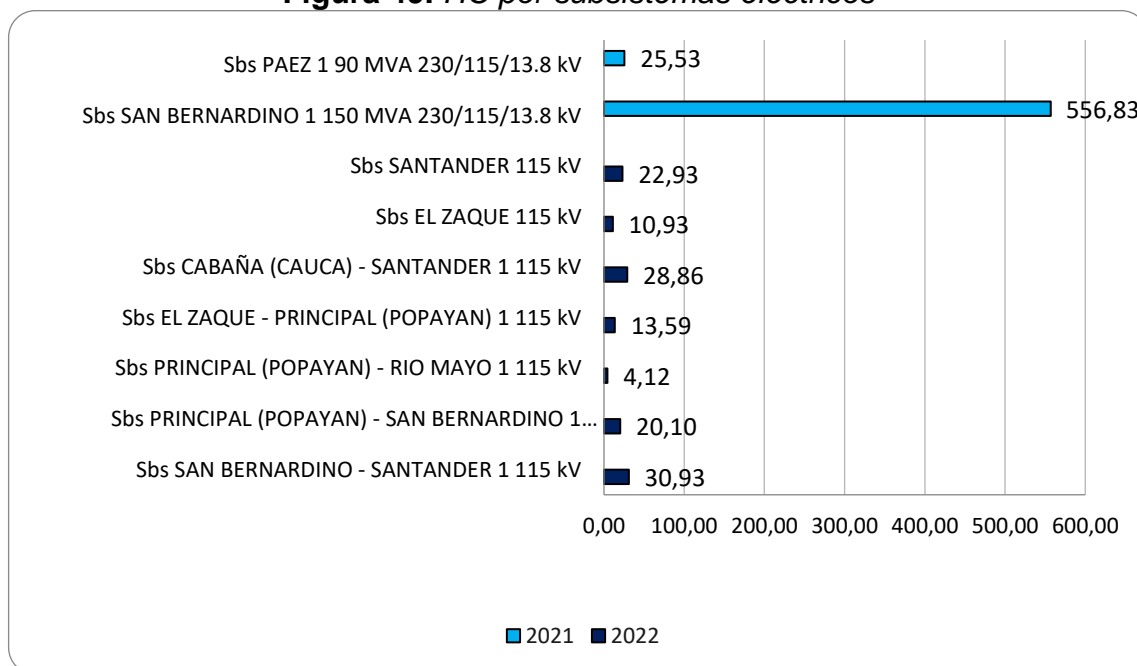
En ese sentido, es posible validar que entre el año 2021 y 2022 se presentó una mejora en las características de calidad del servicio en el STR de CEO, pues pasó de tener aproximadamente 582 HC en el año 2021 a 139 HC en el año 2022, representando así una mejora aproximada entre un año y otro, pues se identificó por parte de esta DTGE una disminución del 76 %, en las HC por superar las MHAIA. No obstante, el número de activos



indisponibles aumentó entre 2021 y 2022, de 2 activos con HC por indisponibilidad de activos a 17 activos para el año 2022.



Finalmente, en cuanto a la indisponibilidad de activos vista por subsistemas eléctricos del STR, se presenta en la Figura 49 la indisponibilidad de activos por subsistema o grupo de activos de CEO para los años 2021 y 2022 comparativamente, teniendo en cuenta que la indisponibilidad de uno de los activos implica la indisponibilidad de los activos restantes que conforman un subsistema eléctrico, además de que la regulación prevé que los valores máximos de horas anuales de indisponibilidad permitidos se deben comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo de activos.

**Figura 49. HC por subsistemas eléctricos**



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

De la Figura 49, es posible establecer que para el año 2022 el subsistema eléctrico de CEO con mayor número de HC corresponde al Sbs San Bernardino - Santander 1 115 kV, el cual presentó 30,93 HC, seguido del Sbs Cabaña (Cauca) – Santander 1 115 kV con 28,86 HC. En ese sentido, se reitera la condición identificada por la Superintendencia, de mejora en la calidad del servicio en el STR, pues en el año 2021 el subsistema con mayor número de horas

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
---	---	---

compensadas por superar las metas de indisponibilidad definidas por el regulador fue el Sbs San Bernardino 1 150 MVA 230/115/13.8 kV, con 556 HC aproximadamente.

#### **4.4.4.6.2. Consignaciones nacionales**

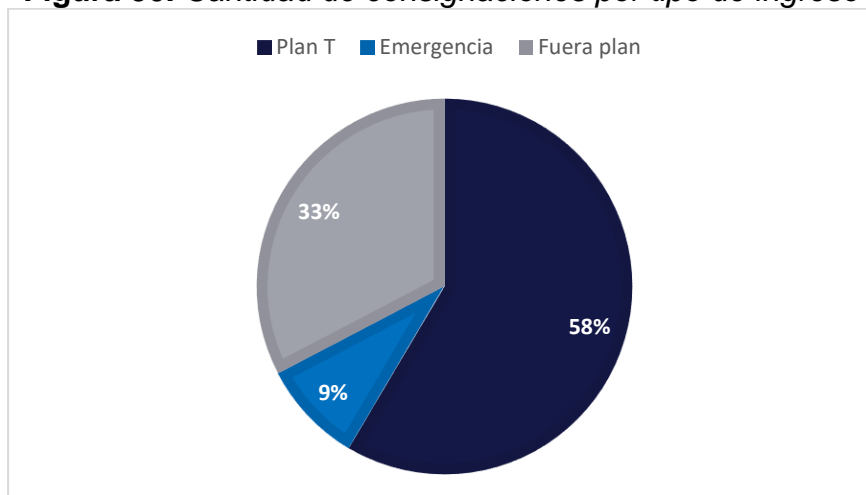
En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a CEO S.A E.S.P., desagregando la información en un análisis particular de acuerdo a tipo de ingreso, origen de mantenimiento y estado.

En el año 2022 se presentaron 147 consignaciones nacionales asociadas a CEO, de acuerdo a la información dispuesta por XM en el aplicativo Sistema Integrado de Operaciones –SIO. En la Figura 50 se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, determinando que 48 consignaciones se ejecutaron fuera del plan, 86 consignaciones se ejecutaron dentro del plan y finalmente 13 consignaciones de ejecutaron por emergencia.

Se observa por parte de esta Superintendencia que existe una ejecución de consignaciones nacionales de manera planificada, pues el 58% corresponde a la tipificación dentro del plan, sin embargo se identifica una oportunidad de mejora, pues sin desconocer la dinámica del sistema, es preciso recomendar que se aumente el porcentaje de consignaciones nacionales que se programan mediante la planeación semestral que debe realizar la empresa, mejorando así la efectividad del planeamiento de los mantenimientos, con el objetivo de que se vea reflejado en el resultado de las consignaciones que se ejecutan dentro del plan de mantenimiento.

Adicionalmente, en cuanto a las consignaciones de emergencia, en el año 2022 se destacaron las consignaciones C0211792 y C0220010, asociadas al Sistema SCADA de CEO. La primera consignación se reprogramó y la segunda se ejecutó en el mes de diciembre de 2022. A pesar de que el Centro de control fue inaugurado en el año 2020, CEO informó a esta Superintendencia que se realizó un cambio de versión del producto, respecto a lo solicitado por el proveedor y ajustes en los enlaces de comunicación por cambio de switches, de firmwares y de servidor que requirieron apagados de emergencia en el centro de control.

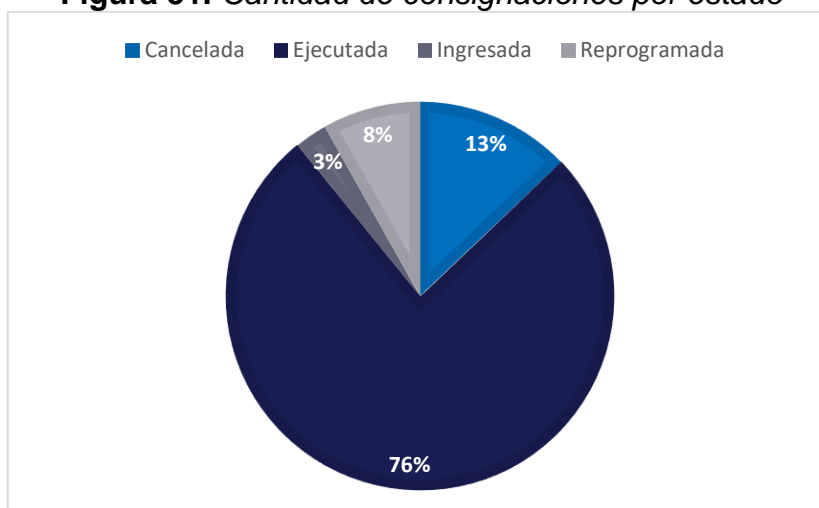
**Figura 50. Cantidad de consignaciones por tipo de ingreso**



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

Ahora bien, en la Figura 51 se presentan las consignaciones desagregadas por estado, teniendo que 112 de las 147 consignaciones asociadas a CEO para el año 2022 se ejecutaron, seguidas de 19 consignaciones que tuvieron que ser canceladas y 12 consignaciones que fueron reprogramadas. Adicionalmente 4 consignaciones quedaron en estado ingresada.

**Figura 51. Cantidad de consignaciones por estado**



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

Finalmente, para el año 2022, el activo de CEO con mayor cantidad de consignaciones nacionales fue Principal (Popayán) – El Zaque 1 115 KV, con 12 consignaciones, seguido de

las líneas Santander – Cabaña (Cauca) 1 115 kV y San Bernardino – Santander 1 115 kV, con 11 y 10 consignaciones, respectivamente.

#### **4.4.4.7. Cumplimiento RETIE**

La revisión realizada al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el marco de la evaluación integral se enfocó al cumplimiento de los requisitos definidos en este, referente al seguimiento de los reportes de accidentes de origen eléctrico, medidas de control y mitigación de riesgos de origen eléctrico, información de seguridad a usuarios y campañas realizadas por el operador como gestión del riesgo eléctrico.

Por consiguiente, vale la pena comenzar por recordar que el objeto fundamental del RETIE es:

*«(...) establecer las medidas tendientes a garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente; previniendo, minimizando o eliminando los riesgos de origen eléctrico. Sin perjuicio del cumplimiento de las reglamentaciones civiles, mecánicas y fabricación de equipos.*

*Adicionalmente, señala las exigencias y especificaciones que garanticen la seguridad de las instalaciones eléctricas con base en su buen funcionamiento; la confiabilidad, calidad y adecuada utilización de los productos y equipos, es decir, fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.»*

Razón por la cual, a lo largo de dicho Reglamento, el Ministerio de Minas y Energía estableció una serie de lineamientos de obligatorio cumplimiento para cada uno de los integrantes de la cadena de prestación del servicio, tanto a nivel de los prestadores como de los usuarios, con el fin de salvaguardar la seguridad cada uno de los actores allí mencionados.

Con base en lo antes expuesto, desde el ámbito de las funciones definidas para esta Superintendencia, a continuación, se realiza un análisis del cumplimiento dado por CEO S.A.S. E.S.P., a lo definido en el RETIE.

#### ***4.4.4.7.1. Mantenimiento de Subestaciones, redes de distribución y líneas de transmisión.***

En el cumplimiento de los artículos 15, 22 y 24 del RETIE, el prestador del servicio demostró realizar mantenimientos preventivos a la infraestructura que opera. Dentro de las reuniones adelantadas y la información remitida, se presentó la evidencia de las actividades de mantenimientos preventivos y correctivos realizados por CEO S.A.S. E.S.P., durante la vigencia 2022.

En este aspecto, CEO S.A.S. E.S.P., divide las actividades de mantenimiento en: plan de podas, mantenimiento de las subestaciones, mantenimiento líneas alta tensión y mantenimiento de circuitos 13,2 kV en las diferentes zonas del SDL que opera, que son programados de manera anual y proyectados mediante ordenes de trabajo mensuales, verificando los impactos reales de los mantenimientos ejecutados, a partir de los indicadores de calidad del servicio.

Dentro de la información remitida por la empresa, se puede evidenciar que durante los 3 primeros trimestres del 2022 se superaron las metas asignadas a cada periodo, sin embargo, para el cuarto trimestre de 2022, la ejecución fue inferior a la meta establecida.

La programación de mantenimientos realizada por CEO S.A.S E.S.P. (Ver **Tabla 58**), tiene en cuenta tanto la periodicidad, como la clase de eventos ocurridos sobre los activos que opera, de manera que permite realizar seguimiento al comportamiento de las redes eléctricas antes y después de la realización del mantenimiento, permitiendo comprobar la efectividad de estos.

**Tabla 58.** *Mantenimientos preventivos programados Vs Mantenimientos preventivos ejecutados*

Plan de mantenimiento 2022					
Ejecución de Mto. Preventivo Programado = (Total de mttos. Ejecutados programados) / (Total actividades Programadas)	Plan de Mto. Preventivo Programado	Trim. 1	Trim. 2	Trim. 3	Trim. 4
	Actividades Programadas	796	985	1031	1028
	Actividades Ejecutadas	749	939	995	872
	%Ejecución	<b>94%</b>	<b>95%</b>	<b>97%</b>	<b>85%</b>
	%Meta	<b>80%</b>	<b>85%</b>	<b>90%</b>	<b>95%</b>

Fuente: Elaboración SSPD a partir de información CEO S.A.S. E.S.P., ESP

#### **4.4.4.7.2. Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas**

El artículo 34 del RETIE señala que toda instalación eléctrica construida, ampliada o remodelada con posterioridad al 1º de mayo de 2005, debe contar con el Certificado de Conformidad RETIE. Al respecto, se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de las obras adelantadas en la infraestructura eléctrica de CEO S.A.S E.S.P., durante los últimos 3 años, con el fin de validar el cumplimiento de la normatividad vigente, ante lo cual, la empresa manifestó haber realizado los siguientes proyectos:

- **200100P - S/E Los Andes 6,25 MVA 34,5/13,2 kV.**

Dictamen No: CEA-D-069-A002-2021

Fecha expedición: 21-06-2021

«Alcance: Comprende la inspección de una subestación Tipo Patio, con un Transformador Trifásico en Aceite de 6250kVA, Nivel de tensión 34,5/13,8/7,967kV, número de serie 24590117, marca SUNTEC WEG y conexión con el sistema de puesta a tierra. Corresponde a la Subestación Cero del proyecto Centro Comercial Terra Plaza.»

- **400101P - Anillo Sur 34.5 kV - Etapa I.**

Dictamen No: D-MT-520-060

Fecha expedición: 01-12-2022

«Alcance: Desde punto de conexión en subestación estrecho hasta subestación san Alfonso, Incluye: Tramo de Red de media tensión aérea a 34,5 kV con una longitud de 24,87 Km en conductor ACSR 4/0 X 3H en 68 postes distribuidos así: 65 postes de concreto y 3 postes de Fibra. Revisión y medida de SPT.»

- **400402A - Nueva línea Santander - Japio - La Cabaña 34.5 kV - Etapa II**

Dictamen No: RYR-39126

Fecha expedición: 10-11-2022

«Alcance:

*Revisión de las instalaciones eléctricas para una red de distribución de longitud de 19370 m, extendida desde los apoyos 1 hasta 244 con nivel de 34.5KV, entre los municipios de Santander de Quilichao y Guachné. Departamento del Cauca:*

- *Tramo red aérea: Longitud de 19,340.5m con conductor ACSR 3x No266.8 (F) KCM y 19,370 m de cable de guarda 1xNo 10 Alumoweld 7 medidos desde los apoyos 1 hasta 244, exceptuando apoyos 228 y 229. (244 apoyos).*
- *Tramo red subterránea: Longitud de 29,5m de conductor aislado de cobre 3xNo 500KCM-XLPE 35KV (F) medidores desde los apoyos 228 y 229.*

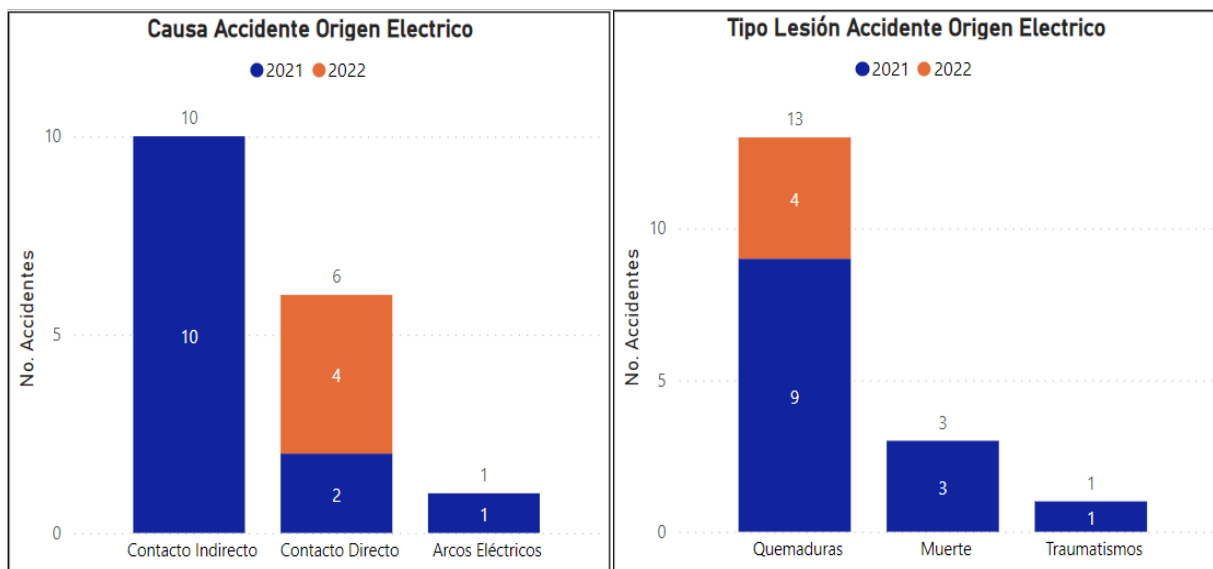
*Esta inspección incluye la verificación de sistema de puesta a tierra, métodos de alambrado y verificación de distancias de seguridad.»*

Todos ellos, cumpliendo con lo dispuesto por el citado Reglamento.

#### 4.4.4.7.3. Seguimiento de accidentes de origen eléctrico

Mediante el formato TT5 del SUI, los agentes del Sistema Interconectado Nacional reportan los accidentes o incidentes ocurridos con personal directo o contratistas en las redes eléctricas de sus sistemas, para el caso de CEO S.A.S E.S.P., durante el año 2021 reportó un total de 13 accidentes de origen eléctrico, y para el año 2022 reportó un total de 4 accidentes de origen eléctrico en personas, los cuales se relacionan con su causa en la Figura 52.

**Figura 52. Accidentes de origen eléctrico reportados al SUI 2021-2022**



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SUI

Cifras, que fueron validadas durante la reunión virtual que realizó la SSPD en compañía de profesionales de CEO S.A.S. E.S.P., a través de los soportes presentados. De igual manera, se evidenció una disminución en el número de accidentes de origen eléctrico reportados por la empresa para el año 2022 comparados con el año 2021.

Por último, de acuerdo con los datos reportados por CEO S.A.S. E.S.P., al SUI, la principal fuente de información es el reporte de sus contratistas y de terceros, por lo cual se le recomienda realizar la gestión correspondiente ante medicina legal, en cumplimiento a lo establecido en el RETIE mediante el Artículo 9.5, y de igual manera, se recomienda a la empresa ampliar la divulgación de las líneas de atención dispuestas para estos reportes con



sus usuarios, con el fin de obtener información con mayor detalle de quienes pueden estar presentes en estos eventos.

#### **4.4.4.7.4. Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad**

En cuanto a la conformidad con los Artículos 9, 13 y 22 del RETIE que abarcan todo el tema relacionado con distancias de seguridad, CEO S.A.S. E.S.P., realizó 30 notificaciones a diferentes alcaldías del departamento del Cauca, como gestión preventiva ante los riesgos de invasión de distancias de seguridad debido a construcciones nuevas o ampliación de construcciones, de igual manera, remitió 4 denuncias ante diferentes alcaldías municipales informando sobre presuntas violaciones de distancias de seguridad de 4 usuarios en los municipio de Santander de Quilichao, Timbío, Puerto Tejada y Guachené, ante lo cual, si bien se resalta esta buena práctica de CEO, se recomienda realizar seguimiento a estas comunicaciones en función de continuar con la gestión del riesgo generado por estos presuntos incumplimientos al reglamento e informar a esta superintendencia de las respuestas remitidas por cada alcaldía municipal.

#### **4.4.4.7.5. Instalaciones provisionales**



Respecto a las instalaciones provisionales de obra, se solicitó información a CEO S.A.S. E.S.P sobre del seguimiento aplicado y la gestión realizada una vez culminado el periodo otorgado para estas instalaciones transitorias, ante lo cual la empresa no presentó el procedimiento aplicado, por medio del cual se le da seguimiento a las actividades que son reportadas y consolidadas en una base de datos. En la Tabla 59, se presentan las instalaciones provisionales otorgadas por CEO S.A.S. E.S.P., en 2022, y el estado de las mismas:

**Tabla 59. Instalaciones provisionales 2022**

Producto	Fecha de inicio	Fecha finalización	Tiempo real (meses)	OT de terminación
898482997	15/01/2021	29/04/2021	3	8562374
898485171	8/02/2021	12/03/2021	1	8528263 - 9167969
898487199	18/02/2021	21/03/2021	1	8525546 - 9156880
898487402	19/02/2021	13/03/2021	0	9484215 - 8540166
898494697	5/04/2021	15/10/2021	6	8882806

Producto	Fecha de inicio	Fecha finalización	Tiempo real (meses)	OT de terminación
898505136	28/06/2021	30/06/2021	0	8694785
898506187	9/07/2021	13/07/2021	0	8709936
898506574	15/07/2021	20/01/2022	6	9864988 - 9062186
898508542	18/08/2021	20/08/2021	0	8773957
898509233	6/08/2021	16/12/2021	4	9002753
898516722	29/09/2021	5/10/2021	0	8859730
898517727	1/10/2021	5/10/2021	0	8860535
898517751	2/10/2021	5/10/2021	0	8861847
898519573	14/10/2021	21/10/2021	0	8890781
898519698	19/10/2021	21/10/2021	0	8893589
898521871	29/10/2021	10/11/2021	0	8913357
898521903	3/11/2021	20/11/2021	0	8926034
898521910	3/11/2021	13/11/2021	0	8926036
898522145	4/11/2021	11/11/2021	0	8920738
898522460	5/11/2021	11/11/2021	0	8920737
898523591	13/11/2021	22/11/2021	0	8945620
898524659	24/11/2021	6/12/2021	0	8960931
898524664	25/11/2021	6/12/2021	0	8958341
898525840	30/11/2021	9/12/2021	0	8982280
898525844	30/11/2021	20/12/2021	0	9001576
898526820	4/12/2021	9/12/2021	0	8982240
898527560	9/12/2021	11/01/2022	1	9043109
898527660	9/12/2021	20/12/2021	0	8992256
898527678	7/12/2021	2/02/2022	1	9080585
898527681	11/12/2021	20/12/2021	0	8992656
898528620	17/12/2021	20/12/2021	0	9014298
898528626	17/12/2021	20/12/2021	0	9014297
898529237	17/12/2021	27/12/2021	0	9021715
898529434	21/12/2021	6/04/2022	3	9448934 - 9159378
898530949	29/12/2021	2/03/2022	2	9121330
898543135	8/04/2022	29/04/2022	0	9185425
898549000	19/05/2022	6/06/2022	0	9250210
898556082	22/07/2022	26/10/2022	3	9542954
898577324	3/12/2022	11/01/2023	1	9705042
898579247	22/12/2022	26/12/2022	0	9674597
898497994	27/04/2021	12/10/2022	17	9500637 - 9062186
898510054	12/08/2021	1/04/2023	19	9856318
898510373	13/08/2021	24/08/2022	12	9391986
898511347	23/08/2021	10/11/2022	14	9568004
898523593	13/11/2021	13/11/2021	0	9351584
898524614	24/11/2021	12/11/2022	11	9561823
898527578	7/12/2021	21/09/2022	9	9463184
898536319	10/02/2022	19/07/2023	17	10043842

Fuente: Elaboración SSPD a partir de información de CEO S.A.S. E.S.P.



 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

A partir de esta información, se verificó por parte de la SSPD que 7 de las 48 instalaciones provisionales superaron los 6 meses del tiempo establecido por el RETIE, donde el producto 898497994 fue aprobado desde el inicio por un tiempo superior a 6 meses como una conexión temporal dado que cumplía RETIE, el producto 898510373 realizó ampliación de la instalación provisional con solicitud 8405696, el producto 898511347 modificó la vigencia de provisionalidad con solicitud 8248926 y el producto 898536319 no correspondía a servicio provisional, debido a que es un cliente que se retiró de la compañía, sin embargo, la empresa no presentó justificación ni soporte para los productos 898510054, 898524614 y 898527578 los cuales superaron los 6 meses de provisionalidad. Por lo cual, se recomienda a CEO S.A.S. E.S.P implementar un procedimiento por medio del cual se realice el debido seguimiento a las actividades reportadas respecto a instalaciones provisionales otorgadas por CEO S.A.S. E.S.P. Este seguimiento se considera importante, siendo que en las instalaciones provisionales que presenten alto riesgo, pongan en peligro la salud, la vida de las personas, el medio ambiente o bienes físicos, deberán ser suspendidas y al realizar seguimiento particular a cada una de ellas se posibilita la identificación de estos peligros y su mitigación, pues podría presentarse el caso de que se atendieran usuarios finales, bajo este tipo de figura. Lo cual, sería una clara violación al RETIE.

#### **4.4.4.7.6. Sistemas de puesta a tierra**

Uno de los aspectos relevantes para garantizar la seguridad de los seres vivos, el despeje rápido de fallas eléctricas, control de tensiones de paso y contacto y, disipación de las corrientes de falla, entre otros, tiene relación con los sistemas de puesta a tierra señalados en el artículo 15 del RETIE, que es valorado dentro de la evaluación integral.

Frente a las mediciones de tensiones de paso y contacto, mediciones de puesta a tierra y equipotencialidad durante el año 2022, CEO S.A.S. E.S.P., ESP presentó los soportes correspondientes de dichas mediciones realizadas en 36 subestaciones pertenecientes a su infraestructura eléctrica, en donde además informa sobre el estado del sistema de puesta a tierra en cada una de éstas, mediante la aplicación de ensayos dieléctricos, con el fin de dar a

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	 <p><b>SIGME</b></p>
---	---	---

conocer un diagnóstico general del estado del mismo, dando así cumplimiento al artículo 15.5.3 del RETIE.

Por último, es importante mencionar que la empresa remitió información referente a las mediciones de campos eléctricos y magnéticos realizadas en el año 2016 en las subestaciones Principal y San Bernardino con nivel de tensión 115 kV, incluyendo un análisis de los valores de campo medidos, comparándolos con los niveles que se consideran como no peligrosos.

#### **4.4.4.8. Acceso a Redes de Transporte de Energía**

##### **4.4.4.8.1. Procesos de Conexión a la Red - Cumplimiento Resolución CREG 174 de 2021**

De acuerdo con los lineamientos dispuestos en el artículo 7 de la citada resolución, el prestador debe contar con un sistema de información de disponibilidad de red donde se despliegue un enlace que debe *“contar con un sistema de información georreferenciado de fácil acceso, que permita a un potencial AGPE o GD observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado”*, no obstante, al revisar esta obligación se evidenció que el enlace para este sistema no se encuentra funcionando, sino que está aportando la información de punto de conexión mediante un archivo en Excel que permite hacer la consulta con el código del transformador al que se encuentra conectado. CEO cuenta con la información referente con el proceso de conexión de acuerdo con las disposiciones establecidas por la misma norma en su página web, dentro del enlace AGPE y GD.

CEO cuenta con una base de datos que contiene la información de la solicitud de proyectos que se han recibido desde el año 2021, con el detalle de procedimiento y fechas de este, en vista de dar cumplimiento al tiempo límite establecido para concretar cada una de las etapas.

En lo que respecta al cumplimiento al artículo 6 de la resolución CREG 174, le empresa presentó la metodología para el cálculo del promedio anual de las horas de mínima demanda diaria de energía registrada el año anterior. Para lo cual toma como referencia tres fuentes de información real que se muestran a continuación:

- i. Lectura horaria (telemedida) de las cabeceras de los circuitos.**
- ii. Lectura mensual de cada usuario asociado a cada transformador (Transformadores sin macro medidor).**
- iii. Lectura mensual de macro medidores instalados.**

La información capturada de las tres fuentes de información real mencionadas anteriormente, es la de consumo de energía por circuito (horaria), transformador (mensual) y usuario (mensual) respectivamente.

Una vez capturada la información anterior y teniendo en cuenta la variación de la calidad de tal información CEO procede a realizar el siguiente proceso metodológico:

1. Para cada uno de los circuitos se extrae la información real telemedida de las cabeceras de los circuitos y se determina el promedio anual para cada una de las 24 horas del día, luego se realiza una normalización por hora dividiendo el promedio anual para cada una de las 24 horas del día sobre el promedio anual de demanda diaria del circuito para determinar los pesos según la demanda por rango horario.
2. Para los transformadores sin macro medición se consolida y se suma la lectura de energía mensual de cada uno de los usuarios asociados a cada uno de los transformadores, posteriormente se determina el promedio de los 12 meses del año y se divide por la cantidad de días del mes, dejando como resultado el valor promedio anual por día, luego ese valor se multiplica por los pesos determinados en el paso 1 para cada hora del día y en el circuito donde se encuentre el respectivo transformador.
3. Para los transformadores con macro medición se toman las lecturas de energía mensual de los respectivos transformadores, posteriormente se determina el promedio de los 12 meses del año y se divide por la cantidad de días del mes, dejando como resultado el valor promedio anual por día, luego ese valor se multiplica por los pesos determinados

en el paso 1 para cada hora del día y en el circuito donde se encuentre el respectivo transformador.

4. Para cada uno de los transformadores del sistema se determina el valor mínimo de los resultados obtenidos en 2 y 3 en el rango horario que corresponda (24 horas para sistemas de generación No Fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento y 12 horas para sistemas de generación Fotovoltaicos sin capacidad de almacenamiento “6:00am a 6:00pm”).
5. Al resultado obtenido en 4 para cada uno de los transformadores del sistema se le determina el 50%.

Proceso que se acoge a lo dispuesto por la normativa.

#### **4.4.4.8.2. Cumplimiento Resolución CREG 075 DE 2021**

En relación con los proyectos de integración a la red reglamentados por esta resolución, el operador de red indica que efectivamente cuenta con usuario de acceso a la ventanilla única de la UPME para realizar el trámite de conexión de los proyectos clase 1. En este contexto, la empresa cuenta con información de los proyectos que se allegan desde la UPME dentro de los cuales se han aprobado conexiones de proyectos de generación desde 7.5 MW hasta 99.5 MW y la mayoría de estos con fecha de puesta en operación para finales del año 2023.

En cuanto a la firma de contratos, CEO reporta que con la mayoría de las solicitudes ya se ha concretado la firma y con los restantes se encuentra en proceso dentro del límite de tiempo establecido, que son 4 meses después de aprobación por parte de la UPME. Dentro de los procesos que no se han culminado, uno refiere actuación sin conclusión por parte del promotor y otro refiere a que CEO como el OR debe ajustarse a los primeros lineamientos que aceptó en el tiempo de revisión establecido por ley en trámite con la UPME; esto último, debido que se propuso cambio de punto de conexión para un proyecto que ya había sido aprobado por la entidad encargada, pero esto no fue aprobado por tal entidad.

De acuerdo con los lineamientos de la Resolución 20212200012515, CEO ha hecho el registro de solicitud y estado de proyectos en el formato SUI TT8, desde el año 2020 hasta la fecha.

#### **4.4.4.9. Gestión de Riesgo de Desastres**

La evaluación de la temática asociada a la Gestión de Riesgo de Desastres, en particular al Plan de Gestión de Riesgo de Desastres – PGRD, de que trata el Decreto 2157 de 2017, tomó como base el documento remitido por CEO S.A.S. E.S.P., S ESP, denominado «*Plan de Gestión de Riesgos de Desastres Popayán – Versión 02*», PGRD 2022, correspondiente al negocio de distribución de energía eléctrica, en el área de influencia de la empresa, las sedes administrativas e infraestructura operativa, en las siguientes zonas y municipios:

1. Oficinas administrativas y de atención al cliente de las siguientes sedes: Popayán (se incluye centro de control), Argelia, Santander de Quilichao, Patía, Buenos Aires, Balboa, Bolívar, Cajibío, Caldono, Caloto, Corinto, El Tambo, Inza, La Sierra, La Vega, Mercaderes, Miranda, Morales, Padilla, Páez, Piendamó, Puerto Tejada, Rosas, Silvia, Timbio, Toribio, Totoro y Villarrica.
2. Infraestructura operativa asociada a las siguientes subestaciones eléctricas: Centro, Guadualejo, Isabela, Morales, Norte, Piendamó, Principal, Primavera, Puracé, San Bernardino, Silvia, Tambo, Timbio, Totoro, Caldono, Corinto, Japio, La Cabaña, San Alfonso, Santiago, Zaque, Miranda, Mondomo, Pescador, Puerto Tejada, Santander, Suarez, Tacueyo, Almaguer, Argelia, Bolívar, Bordo, El Estrecho, La Sierra, Mercaderes, Rosas, Sajandi, Los Andes, Plateado y Munchique.

Una vez realizada la verificación del contenido expuesto por CEO y documentación anexa al PGRD, comparados con los requerimientos mínimos establecidos en el Decreto 2157 de 2017, se observó la necesidad que por parte del prestador se complemente y contextualice el contenido de las temáticas referidas a los procesos de «*Conocimiento del Riesgo*», «*Reducción del Riesgo*», «*Socialización del PGRD*» y «*Seguimiento del PGRD*» dentro de las actividades desarrolladas en la prestación del servicio público de energía eléctrica.

Si bien los documentos de PGRD incorporan mayor desarrollo y evidencias en la temática de «Proceso de Manejo del Desastre» o los procesos que constituyen la ejecución del Plan de Emergencia y Contingencia, el prestador NO reportó evidencias del desarrollo y conformación de los procesos descritos en la «Subsección 1. Formulación del Plan», y subsecciones complementarias del Decreto 2157 de 2017, a saber:

1. «Proceso de Conocimiento del Riesgo» (Subsección 1).
2. «Proceso de Reducción del Riesgo» (Subsección 1. - 2.1. Intervención Correctiva, 2.2. Intervención Prospectiva y 2.3. Protección Financiera).
3. «Plan de Inversiones» para la gestión del riesgo de desastres (Artículo 2.3.1.5.2.1.2.).
4. Adopción e Implementación Sectorial y Armonización Territorial (Subsecciones 2 y 3 del Decreto 2157).
5. Seguimiento, verificación, socialización y comunicación del PGRD. Control, Revisión, Ajuste y Temporalidad del PGRD (Subsecciones 4 a 9 del Decreto 2157).

#### **4.4.5. Componente Calidad y reporte de la información al SUI**



A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

##### **4.4.5.1. Inscripción y actualización RUPS**

El prestador COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE S.A.S. E.S.P. realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 2023423442422730 del 12 de abril del 2023 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 24 de junio de 2010.
- Fecha de inicio de operaciones: 01 de agosto de 2010.
- NIT: 900366010 - 1
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica



 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

- Actividades Desarrolladas (Ver Tabla 60)

**Tabla 60. Registro actividades RUPS.**

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	01/08/2010	-
Energía	Distribución	01/08/2010	-

- Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS)

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores (RUPS).

#### **4.4.5.2. Cargue y Calidad de la Información.**

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 4 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 61.

**Tabla 61. Porcentaje de cargue.**

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
23442	COMPAÑIA ENERGETICA DE OCCIDENTE SAS ESP	2022	447	12	0	100%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/09/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 61, el prestador, para la vigencia 2022, no tiene formatos pendientes. Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador no cuenta con información pendiente, por lo cual durante el transcurso de esta integral fueron revisados en compañía del prestador ciertas inconsistencias en el reporte y la calidad de la información y notificados con anterioridad bajo el comunicado SSPD No. 20232201788021 del 17 de mayo de 2023.

En la reunión efectuada con el prestador, del tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos que para la vigencia

analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

Por otro lado, verificando la oportunidad de cargue de información de los formatos pendientes por parte del prestador, se evidenciaron ciertas inconsistencias en el reporte del formato **PR4. Perdidas Reconocidas Con Opción de Plan de Reducción de Pérdidas CREG 015** para el 2022. Ante esto, el prestador informa el reporte del formato durante el inicio de la evaluación integral. Por tal motivo se solicita al prestador, la evidencia del reporte de este formato.

Respecto al formato **PR1. Resolución Particular Perdidas CREG 172 de 2011** reportado para el año 2020 y 2021, se evidencia un reporte erróneo de esta información debido a que, este es de cargue único, por tal motivo no es posible reportar información para dos vigencias. Ante esto, el prestador manifiesta el reporte de estos dos formatos, debido al cambio de resolución SSPD 20192200020155 a la resolución SSPD 20212200012515.

Teniendo en cuenta lo anterior y según lo establecido en los lineamientos de cargue, es necesario que el prestador reverse la información reportada para el año 2020 y retire dicho formato, ya que la información reportada para el 2021, incluye información del mercado al cual pertenece el prestador. Ante esto, el prestador ya realizó la respectiva solicitud de reversión del formato PR1 para el 2020 ante la Superintendencia.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que CEO presentó el 51.63% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 62).

**Tabla 62. Oportunidad en el cargue – Vigencia 2022.**

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	222	237
Porcentaje %	48.37 %	51.63 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/09/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa CEO solicitó las relacionadas en la

Tabla 63.

**Tabla 63. Formatos Reversados.**

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	PI2. Planes Seguimiento	2020	1	23/06/22
2022	CS1. SAIDI y SAIFI	2020	12	03/08/22
2022	CS1. SAIDI y SAIFI	2021	4	03/08/22
2022	TC3. Información de Facturación de los Operadores de Red a los Comercializadores	2021	10	23/05/22
2022	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2021	10	23/05/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2021	10	23/05/22
2022	TT3. Plan de Trabajos de Reposición o Modernización en Subestaciones TRMS	2022	1	23/06/22
2022	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	3	20/10/22
2022	S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo	2022	4	20/10/22
2022	TC2. Facturación de Usuarios	2022	4	12/12/22
2022	PR8. Índices Intermedios Cálculos Perdidas	2022	4	20/10/22
2022	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2022	5	03/08/22
2022	TC2. Facturación de Usuarios	2022	5	12/12/22
2022	S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES)	2022	6	20/10/22
2022	TC2. Facturación de Usuarios	2022	6	12/12/22
2022	TC2. Facturación de Usuarios	2022	7	12/12/22
2022	S2. Giros Recibidos y Efectuados	2022	7	07/12/22
2022	TT9. Ajuste de Eventos	2022	9	07/12/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 14/09/2022.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

*Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:*

*8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.*

*34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones*

*(...)*»

Cabe destacar que, verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«*(...)*

*Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.*

*(...)*»

El prestador incumple con lo antes mencionado, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (51.63%)

y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2022 (18 reversiones) de las cuales 11 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y 7 hacen referencia al Tópico técnico de la resolución antes mencionada.

#### 4.4.6. Componente Reglas Generales de Comportamiento

Para verificar el cumplimiento de las reglas generales de comportamiento, se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados en de la Resolución CREG 080 de 2019. Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://www.ceoesp.com.co>, los procedimientos con su respectivo enlace, como se relaciona en la Tabla 64.

**Tabla 64** *Procedimientos publicados CEO S.A.S ESP, Resolución CREG 080*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Resolución CREG 080	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-6739-Anexo_6_Creg080-2019.pdf/ae3759b2-cac5-d876-3b93-57545980b483?t=1690390214162">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-6739-Anexo_6_Creg080-2019.pdf/ae3759b2-cac5-d876-3b93-57545980b483?t=1690390214162</a>
Declaración de cumplimiento de reglas de comportamiento	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4542-Anexo_7_Declaracion_de_cumplimiento_CEO_RES_080_2019.pdf/861fa30b-3026-ea76-4502-8406185ee114?t=1690390147861">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4542-Anexo_7_Declaracion_de_cumplimiento_CEO_RES_080_2019.pdf/861fa30b-3026-ea76-4502-8406185ee114?t=1690390147861</a>
Manual de conexión	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-9589-manual-de-conexion-v19-08-2020.pdf/1b3466ef-b806-9e7c-7b8d-4a04efd46768?t=1690390254036">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-9589-manual-de-conexion-v19-08-2020.pdf/1b3466ef-b806-9e7c-7b8d-4a04efd46768?t=1690390254036</a>
Precios CEO 2023	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/publicacion-precios-2023-2.pdf/16e256ec-ae92-e114-9261-9a9b7541b94d?t=1690390266291">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/publicacion-precios-2023-2.pdf/16e256ec-ae92-e114-9261-9a9b7541b94d?t=1690390266291</a>
Solicitud de suspensión temporal o definitiva del servicio	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5557-FR-287_-_Solicitud_de_suspension_temporal_o_definitiva_del_servicio.pdf/feb18b09-d96b-44ba-2b64-361e0a64090a?t=1690390174352">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5557-FR-287_-_Solicitud_de_suspension_temporal_o_definitiva_del_servicio.pdf/feb18b09-d96b-44ba-2b64-361e0a64090a?t=1690390174352</a>
Solicitud de exención de contribución	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-2818-FR-289_-_Solicitud_de_exencion_de_contribucion.pdf/ac168d8c-857d-f59d-94a3-4ebae47ae2bb?t=1690390033820">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-2818-FR-289_-_Solicitud_de_exencion_de_contribucion.pdf/ac168d8c-857d-f59d-94a3-4ebae47ae2bb?t=1690390033820</a>

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Solicitud de cambio de comercializador	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/Cambio+de+Comercializador.pdf/acd2f2e3-000f-47dd-6ff5-cfaa5c6b334a?t=1692032561126">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/Cambio+de+Comercializador.pdf/acd2f2e3-000f-47dd-6ff5-cfaa5c6b334a?t=1692032561126</a>
Autorización para realizar notificación electrónica	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5975-FR-477 - Autorizacion para realizar notificacion electronica.pdf/e1e555a6-b042-53b7-a2ae-982245f9da42?t=1690390205356">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5975-FR-477 - Autorizacion para realizar notificacion electronica.pdf/e1e555a6-b042-53b7-a2ae-982245f9da42?t=1690390205356</a>
Solicitud de multiservicios	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4143-FR-536 - Solicitud de multiservicios.pdf/148eb982-0c91-e096-956d-fa1833bd6809?t=1690390122073">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4143-FR-536 - Solicitud de multiservicios.pdf/148eb982-0c91-e096-956d-fa1833bd6809?t=1690390122073</a>
Contrato de Condiciones Uniformes	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-1112-ccu-con-ultimas-modificaciones-22-de-enero-de-2023.pdf/003c8bdd-9520-f275-412b-c7b4ceadaa23?t=1690389996101">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-1112-ccu-con-ultimas-modificaciones-22-de-enero-de-2023.pdf/003c8bdd-9520-f275-412b-c7b4ceadaa23?t=1690389996101</a>
Anexo AGPE	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4074-ANEXO AGPE al CCU Julio 2022.pdf/fc3e5eea-2704-78b9-b6fb-ca391ecaf589?t=1690390105520">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4074-ANEXO AGPE al CCU Julio 2022.pdf/fc3e5eea-2704-78b9-b6fb-ca391ecaf589?t=1690390105520</a>
Costo de garantías financieras para cubrir el pago de los cargos por uso del STR	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4348-4. Costos de garantias financieras para cubrir el pago de los cargos por uso del STR consolidado.pdf/c52cb652-2ca3-f200-0362-ef23de67111f?t=1690390129927">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4348-4. Costos de garantias financieras para cubrir el pago de los cargos por uso del STR consolidado.pdf/c52cb652-2ca3-f200-0362-ef23de67111f?t=1690390129927</a>
Formato de recursos	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4649-FR282 FormatodeRecursos_v08.pdf/bba7fa7b-f225-571b-3b77-1c06cf26185c?t=1690390155787">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4649-FR282 FormatodeRecursos_v08.pdf/bba7fa7b-f225-571b-3b77-1c06cf26185c?t=1690390155787</a>
Formato de derecho de petición	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4649-FR282 FormatodeRecursos_v08.pdf/bba7fa7b-f225-571b-3b77-1c06cf26185c?t=1690390155787">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4649-FR282 FormatodeRecursos_v08.pdf/bba7fa7b-f225-571b-3b77-1c06cf26185c?t=1690390155787</a>
Política Conflicto de Intereses	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5824-PL067 Politica Conflictos de interes_v01.pdf/88616707-08ec-afaa-1652-3f913a1ff485?t=1690390188285">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-5824-PL067 Politica Conflictos de interes_v01.pdf/88616707-08ec-afaa-1652-3f913a1ff485?t=1690390188285</a>
Compras de energía	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4921-COMPRA DE ENERGIA.pdf/83d8c003-9e50-ad6b-d0bb-ab1508aa174b?t=1690404141038">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-4921-COMPRA DE ENERGIA.pdf/83d8c003-9e50-ad6b-d0bb-ab1508aa174b?t=1690404141038</a>
Costo de transporte de energía reactiva	<a href="https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-26-Resumen Publicacion Energia reactiva.pdf/fc5b3dfa-34a9-e735-b10d-126e67185f83?t=1690389979467">https://www.ceoesp.com.co/documents/1058814/2866991/file-26-Resumen Publicacion Energia reactiva.pdf/fc5b3dfa-34a9-e735-b10d-126e67185f83?t=1690389979467</a>
Enlace información del servicio interactiva: ¿Cómo llega la energía eléctrica a tu casa?	<a href="http://aprendeconenergia.ceoesp.com.co/como-llega-la-energia-electrica-a-tu-casa/">http://aprendeconenergia.ceoesp.com.co/como-llega-la-energia-electrica-a-tu-casa/</a>

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
** Cartilla tu Compañía en Casa	<a href="https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview">https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview</a>
* Cartilla Medidores	<a href="https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview">https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview</a>
* Cartilla de Seguridad"	<a href="https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview">https://www.ceoesp.com.co/descargas/-/document_library/dnvh/view/3142629?_com_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh_redirect=https%3A%2F%2Fwww.ceoesp.com.co%2Fdescargas%3Fp_p_id%3Dcom_liferay_document_library_web_portlet_DLPortlet_INSTANCE_dnvh%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview</a>

Fuente: Elaboración DTGE tomando como insumo las publicaciones dispuestas en la Página Web del prestador

Una vez realizada la verificación, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó son necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada. Al realizar la revisión de los mismos y la documentación existente, se encontró que en general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión de Regulación de Energía – CREG, en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la Resolución deben permitir y facilitar su comparación y comprensión por parte de los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

Adicionalmente, a los procedimientos ya citados, la empresa informa que ha desarrollado tres cartillas: tu Compañía en Casa, Medidores y de Seguridad, cuyo principal objetivo es facilitar la comprensión de los procedimientos y brindar información clara y de manera didáctica y permitir una adecuada gestión en las solicitudes de los usuarios a la empresa.

Acorde a lo anterior, se evidenció que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa CEO S.A.S E.S.P. a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar.

## 5. Hallazgos:

A continuación, en la Tabla 65 se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

**Tabla 65** *Relación hallazgos para la Empresa Compañía Energética de Occidente SAS ESP*



Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad de la información financiera XBRL anual 2022	Distribución de cifras entre los distintos servicios	En reunión con el prestador se les mencionó que los formatos financieros en XBRL deben tener su respectiva distribución de cifras entre todos los servicios. En particular, el prestador no presentó dicha repartición en el formato 210000 – Estado de Situación Financiera. CEO se compromete a solicitar reversión para subsanar la situación presentada.	<b>NO CUMPLE</b>
Calidad de la información financiera XBRL anual 2022	Coherencia de cifras trimestrales y anuales (rubro de propiedad, planta y equipo)	En reunión con el prestador se le manifestó que existe una diferencia del 36,3% en la propiedad, planta y equipo reportada en el XBRL anual y el cuarto trimestre de la Información Financiera Especial. Se le aclara que estas cifras deben ser coherentes, por lo que se incluye dentro de los aspectos a tener en cuenta en la solicitud de reversión	<b>NO CUMPLE</b>



Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
FOES	Calidad de información SUI	Hay una diferencia significativa en el valor de consumos para el mes de enero de 2021 entre lo remitido por la empresa en el marco de la integral, y lo reportado en el SUI.	<b>NO CUMPLE</b>
FOES	Calidad de información SUI	Hay diferencias en los valores FOES aplicados en los formatos de facturación y los formatos de subsidios por valor de \$6.930.877, el cual debe ser reversado por la empresa	<b>NO CUMPLE</b>
FOES	Reporte de información relacionada a FOES	La empresa debe hacer ajustes necesarios en los formatos de subsidios S2, S3 y S7.	<b>NO CUMPLE</b>
FOES	Calidad de información SUI	Hay unas diferencias en los valores FOES aplicados por la empresa y reportados en el TC2, con lo que remite la misma en el marco de la integral. Esta diferencia está en proceso de subsanación e identificación con apoyo del Grupo SUI.	<b>NO CUMPLE</b>
FOES FSSRI	Aplicación del subsidio	La empresa indica que está teniendo en cuenta el consumo distribuido comunitario para el cálculo y solicitud de recursos de subsidios FOES y FSSRI al Minenergía. Lo cual se analizará posteriormente a la finalización de la presente integral.	<b>NO CUMPLE</b>

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
FSSRI	Calidad de información SUI	La empresa tiene una diferencia de 78 NITs que no se encuentran en el formato S6, y que si fueron relacionados en las bases de datos facilitadas por la empresa en el marco de la integral. Se hace necesario que la empresa revise esta información y haga los ajustes y/o aclaraciones pertinentes.	<b>NO CUMPLE</b>
FSSRI	Calidad de información SUI	La empresa cuenta con información de consumos en cero, sin embargo, reporta asignación de subsidios FSSRI. Información que se revisará con la empresa y la DTGE.	<b>NO CUMPLE</b>
FSSRI	Calidad de información SUI	Se encontró diferencia en la información remitida por la empresa del tema de contribuciones, y lo reportado en el TC2.	<b>NO CUMPLE</b>
Facturación energía reactiva	Aplicación del factor multiplicador M	Información remitida por la empresa	<b>NO CUMPLE</b>
Código de Medida	Artículo 19	Información remitida por la empresa.	<b>NO CUMPLE</b>
Código de Medida	Anexo 2	Información remitida por la empresa	<b>NO CUMPLE</b>
Reglamento de comercialización	Expedición de paz y salvo en proceso de cambio de comercializador	Información remitida por la empresa	<b>NO CUMPLE</b>
Exclusiones de calidad del servicio	Soportes y validaciones de las exclusiones realizadas por el prestador ante XM	Radicados SSPD No. 20235292976862 y 20235293348682. Grabación reunión (Esquema de calidad del servicio en el SDL)	<b>NO CUMPLE</b>

Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad individual del servicio en el SDL	Eventos con interrupciones mayores a 360 veces	Radicado SSPD No. 20235292976862. Grabación reunión (Esquema de calidad del servicio en el SDL)	<b>NO CUMPLE</b>
Plan de Inversión	Estrategia de comunicación para divulgación del plan y su ejecución	Portal web del OR. Incumplimiento de disposiciones regulatorias del numeral 6.7 de la Resolución CREG 015 de 2018 en torno a la divulgación del plan de inversión.	<b>NO CUMPLE</b>
Acceso a redes de transporte de energía eléctrica.	Cumplimiento resolución CREG 174 de 2021	Portal web del OR Incumplimiento al artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021 porque no cuenta son el sistema de información georreferenciado.	<b>NO CUMPLE</b>
Cumplimiento del PGRD – Decreto 2157 de 2017	Evidencia de la socialización del PGRD dentro de la empresa y socialización con las partes interesadas, debido que se evidenció desconocimiento en la implementación del plan	Decreto 2157 de 2017. Subsección 1. – Procesos de Conocimiento y Reducción del Riesgo. Artículo 2.3.1.5.2.1.2 Plan de Inversiones. Subsecciones 2, 3, 4, 4, 6, 7, 8 y 9.	<b>NO CUMPLE</b>
Reporte Incorrecto de información en el formato T9 con relación a valores de %AGPE y W.	Cumplimiento de los lineamientos de cargue de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021	Información recopilada durante las reuniones tarifarias en el marco de la Evaluación Integral	<b>NO CUMPLE</b> La empresa informa que remitirá la solicitud de reversión de información.

 <p><b>Superservicios</b> Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p><b>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</b></p>	
---	---	---

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad y cargue SUI	Cumplir con los tiempos de reporte de información para los formatos del SUI, lo anterior con el fin de generar la información certificada para el cálculo de los indicadores de forma oportuna y que no genere retrocesos a los agentes involucrados	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	<b>NO CUMPLE</b>

Fuente: Elaboración DTGE

## 6. Acciones correctivas definidas:

### Componente Comercial

- La empresa debe realizar las respectivas correcciones y adecuaciones para la correcta facturación a los usuarios a los cuales les aplica el factor multiplicador M.
- Realizar las gestiones tendientes a llevar a cero (0) los casos en los que se dé respuesta a la solicitud de expedición del paz y salvo por fuera de los términos establecidos por la regulación.
- La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 19 del Código de Medida.
- CEO deberá solicitar la reversión de información del formato T9 para la vigencia 10M2022.

### Componente Técnico

- Realizar la revisión de los soportes de aquellos eventos que están siendo excluidos por la empresa, ante alguna de las causales definidas en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues todos los eventos que se excluyan deben contar con el

respectivo soporte en los términos definidos por la regulación. Adicionalmente, el prestador deberá generar un proceso claro de clasificación y categorización de eventos, con el objetivo de que se validen las condiciones necesarias para que un evento sea excluible y de esta manera se generen los cálculos de indicadores de calidad conforme a lo previsto en la regulación vigente.

- Realizar un plan operativo direccionado a mejorar los indicadores de calidad individual en el Sistema de Distribución Local (SDL) de CEO, con el objetivo de dar cumplimiento a los estándares de calidad definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 141 de 2019.
- CEO deberá incluir en su portal Web una página dedicada a la divulgación del plan de inversiones y su ejecución. Esta deberá contener información general relacionada con el plan de inversión que la empresa considere necesario que permita darle al usuario una visión general del plan de inversión y su ejecución desde 2019 a la fecha. Además, deberá tener disponibles los informes anuales de ejecución (2019, 2020, 2021 y 2022) orientados a usuarios (literal a. numeral 6.7 Resolución CREG 015 2018) acorde con las disposiciones de la Circular CREG 024 de 2020. Por último, deberá tener disponibles los informes de ejecución entregados a la CREG y SSPD (literal c. numeral 6.7 Res. CREG 015 2018).
- Se recomienda a CEO S.A.S. E.S.P., implementar un procedimiento por medio del cual se realice el debido seguimiento a las actividades reportadas respecto a instalaciones provisionales otorgadas por la empresa.

## **7. Conclusiones:**

### **Componente Administrativo y Financiero**

- CEO tiene una razón de pasivos sobre activos del 85,9%, que se puede considerar como elevada. No obstante, esta obedece a la modalidad de arrendamiento de los activos en el marco del contrato de concesión con Cedelca.

- La empresa tiene una razón corriente de 1,73 veces, que indica que puede cubrir sus pasivos de corto plazo con sus activos líquidos. Además, este valor se ha mantenido estable a través del tiempo.
- La utilidad neta sobre ingresos de CEO se ubica en 7,9%, valor que se encuentra por debajo de la media alcanzada por las empresas que prestan distribución y comercialización en Colombia, que para el año 2022 se ubicó en 10,5%

### **Componente Comercial**

Si bien se reporta un incumplimiento relacionado al proceso de cambio de comercializador, específicamente en la emisión de respuesta a la solicitud del paz y salvo dentro de los términos regulatorios, esto da cuenta de situaciones particulares. Sin embargo, se deja el reporte por tratarse de un número de situaciones significativamente alto en comparación al total, lo que implica a la empresa tomar las acciones correctivas correspondientes.

Preocupa el desconocimiento por parte de la empresa del deber de cumplimiento de algunos aspectos regulatorios relacionados a la medición, bien sea por desconocimiento técnico o regulatorio.

### **Componente Técnico**

- Se identificó que CEO cuenta con procesos de operación y mantenimiento, a partir de los cuales ejecuta el negocio de distribución de energía eléctrica. Lo anterior, se aplica por separado para el SDL y el STR. Adicionalmente, se identificó que los procesos se establecen de manera centralizada en un sistema de gestión de calidad que almacena todos los procedimientos documentales de CEO, lo cual articula las funciones con las políticas internas para operar y mantener sus activos.
- Para el año 2022, CEO reportó ante el LAC 1823 eventos que fueron excluidos, de acuerdo a los códigos de exclusión: 10, 11, 17, 20, 28, 32 y 41 de la circular CREG 063 de 2019. Respecto a lo anterior, se identificó que las exclusiones realizadas por CEO no daban cumplimiento total a lo definido por la regulación vigente y, por lo tanto, es preciso

que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron y no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información.

- En lo que respecta al año 2022, el valor de SAIDI fue de 20,9 horas, valor inferior a la meta establecida para el año 2022 correspondiente a 34,9 horas. Ahora bien, en cuanto a la frecuencia el indicador para 2022 estuvo en la banda de indiferencia, pues se presentaron 16 veces promedio en que se interrumpió la prestación del servicio, ubicándose muy cerca del valor de 16,8 definido como meta por el regulador. Por lo anterior, CEO cumplió con las metas establecidas por la CREG en lo que se refiere a calidad media, para el año 2022. No obstante, es preciso indicar que estos indicadores son susceptibles a cambio en cuanto a la correcta aplicación de las exclusiones para el cálculo de indicadores de calidad, respecto a la definición de la regulación, como se expuso.
- CEO no cuenta con eventos de frecuencia mayor a 360 veces. Sin embargo, en cuanto a la duración de eventos, si se tienen interrupciones con más de 360 horas de interrupción, lo que se configura como una presunta falla a la prestación del servicio, afectando la calidad individual de algunos de los usuarios que atiende en su mercado. Por lo anterior, para el año 2022 CEO presentó 1571 eventos con interrupciones mayores a 360 horas, aumentando en un 181% aproximadamente con respecto al año 2021, vigencia en la que se presentaron 558 interrupciones mayores a 360 horas.
- En torno al plan de inversiones, la empresa ha mantenido niveles de ejecución sobresalientes en el periodo 2019-2022, a excepción del año 2021 para el cual la ejecución global fue de 53,40%.
- En particular se destaca que los niveles de ejecución para el nivel de tensión 3 han sido lo suficientemente bajos para que la remuneración de la empresa se vea afectada desde 2021, dado una señal de los retrasos se presentan en este nivel de tensión.
- Los retrasos en las ejecuciones evidenciadas se deben a factores como la pandemia del COVID-19 y consecuencias derivadas de este tales como la crisis de contenedores,

escasez e incremento en los costos de equipos. Otro de los factores a destacar es la situación de orden público que vive el departamento, tales como el Paro Nacional en los años 2019 y 2020. Los retrasos presentados, de acuerdo con la empresa, no generar un riesgo en la operación del sistema dado que son inversiones orientadas a la confiabilidad y robustez del sistema, aunque hay ciertos proyectos cuyo retraso representan un riesgo latente en la prestación en ciertos sectores. A pesar de lo anterior, la empresa se encuentra ejecutando las inversiones retrasadas y tiene expectativas de puesta en operación de estas entre el año 2023 y 2024.

- Con respecto al plan de gestión de pérdidas, después de una mejora considerable durante el año 2020, la empresa ha presentado un deterioro del índice de pérdidas totales en 2021 y 2022, resultando en un incumplimiento de la senda de pérdidas y con esto la suspensión del plan de reducción de pérdidas. Sin embargo, es de destacar que esto es inconsecuente dado que la empresa no tiene una componente de inversión aprobada en este plan, razón por la cual se está considerando solicitar la cancelación de este plan. El deterioro del índice de pérdidas la empresa atribuye principalmente a dos aspectos:
  - o Intercambio de flujo energético entre Colombia y Ecuador.
  - o Las denominadas zonas de difícil gestión.
- Con respecto a este primer ámbito, la empresa expresa que sus redes de nivel de tensión 4 hacen parte del corredor a través del cual circula la energía proveniente de la interconexión entre estos países, lo que ha generado un incremento súbito en los niveles pérdidas no gestionables, las cuales, si bien son reconocidas, afecta el cálculo del índice de pérdidas totales. La empresa consultará ante la CREG la posibilidad de que estas no sean tenidas en cuentas en el cálculo.
- Con respecto al segundo ámbito, las zonas de difícil gestión corresponden a sectores a lo largo de 28 municipios del departamento en los cuales existen factores que dificultan las actividades de mantenimiento y recaudo y en donde hay presencia de conexiones irregulares o manipulación ilegal de equipos. Entre estos factores se encuentran la presencia de cultivos ilícitos de marihuana y cocaína, minería ilegal de oro, población



indígenas y grupos al margen de la ley y sus conflictos entre estos o con el ejército nacional. Este último en los últimos años la empresa manifiesta se ha venido agravando, afectando no solo las pérdidas, sino ámbitos operaciones y de mantenimiento, así como un potencial riesgo en la ejecución del plan de inversiones.

- En las ZDG la empresa ha generado diferentes estrategias de gestión dentro de las que se encuentran mesas de dialogo con autoridades locales a través de las cuales hacen llamado de atención de la situación, divulgan estrategias para mejorar la gestión, y solicita acompañamiento y garantías de seguridad para la ejecución de actividades. Algunas de estas mesas han generado resultados favorables, pero otras han recibido negativa o han sido ignoradas. A pesar de los esfuerzos realizados por la empresa en implementación y seguimiento de un Plan de Mejoramiento para cumplimiento de metas en los indicadores de pérdidas en estas zonas, para el año 2022 la empresa no cumplió los porcentajes de mejoramiento requeridos por el Decreto 1073 de 2015.
- Consecuente con la documentación remitida por CEO S.A.S. E.S.P.,S ESP a esta Superintendencia, según oficios remitidos y registrados en el sistema de gestión documental de la entidad, el desarrollo de la visita adelanta a las instalaciones administrativas y operativas de la empresa y reuniones virtuales, el PGRD de CEO vigencia 2022, no se encontró consecuente con los lineamientos y procesos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.

### **Componente Reglas Generales de Comportamiento**

Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los articulo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

### **8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar**

#### **Componente Comercial**

- Revisar en sitio los medidores de las fronteras comerciales (principal y de respaldo) a razón de verificar que no existan desfases horarios en relación con la hora oficial de Colombia y que puedan intervenir en los reportes de las lecturas.
- Se sugiere a CEO que incluya el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU), conforme al artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021, junto con el propio CCU en un mismo lugar de publicación. Esto se debe a que se observó que actualmente está ubicado en otro sitio de la página web, lo que podría generar confusiones para los usuarios al intentar consultarlo.

## **9. Responsables de la realización**

### **10. Responsable general**

Baisser Antonio Jiménez Rivera – Director Técnico de Gestión de Energía

### **11. Equipo de evaluación**

Manuel Gustavo Vergara Murillo - Componente Financiero  
Diego Fernando Borda - Coordinador equipo comercial  
Nelson Yesid González - Componente Comercial  
Natalia Ximena Castro - Componente Comercial  
Francisco Alberto Daza - Componente Comercial  
Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG - componente Comercial  
Jhon Cristian Giraldo – Coordinador equipo Técnico  
Sandra Milena Sanchez- Componente Técnico  
Oscar Iván Torres - Componente Técnico  
Catherine Yuliana Bohórquez - Componente Técnico  
Darío Fernanda Obando - Componente Técnico  
Diego Martin Castillo – Componente Técnico  
Wilmer Andrés Sandoval - Componente SUI  
Luis Carlos Rodríguez Bello - Componente CREG  
Jairo Andrés Blandón – Componente Jurídico

### **12. Anexos:**

Anexo 1. Tabla 66. ***Reporte de proyectos de inversión con retraso en ejecución***

Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
100200-20	Repotenciación S/E San Alfonso 3 MVA – 34.5/13.8 kV	2020	-	Se presentaron inconvenientes de acceso con el propietario del predio, relacionados con la instalación del equipo transformador de potencia.	Caducidad de vida útil del transformador de potencia en la subestación San Alfonso, el cual puede generar demanda desatendida de gran parte de la demanda de esta subestación.	Inicialmente el proyecto fue planificado debido a la caducidad de la vida útil y a las transferencias permanentes de circuitos que existían de otras subestaciones hacia la subestación San Alfonso ante contingencias, debido a la negativa del propietario del predio, como medida de mitigación se realizaron adecuaciones a nivel de 13.2 kV para descargar la subestación San Alfonso, además, se propuso el proyecto de ampliación de capacidad de la subestación Argelia, como proyecto con código INVA 101100 que se ejecutará en el año 2023.

Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
400700-20	Regulador Guadalejo (TRANSFORMADOR)	2020		Por sobrecostos en los equipos el proyecto no se ejecuto	Si no se finalizan los proyectos propuestos para reemplazarlo, permanecerán perfiles de tensiones por fuera del rango permitido regulatoriamente, desmejorando la calidad del servicio	En su reemplazo se ejecutó el proyecto con código INVA 402700 en el año 2021, donde se cambió el transformador actual de la subestación Guadalejo por uno de igual capacidad pero con un mayor rango de posiciones del TAP con el fin de tener más opciones de posiciones para mejorar las tensiones, adicionalmente se encuentra en construcción el proyecto con código INVA 402600 denominado SDL Guadalejo con el fin de hacer reconfiguraciones de los circuitos extensos, recortándolos, con el objetivo de obtener nuevas salidas de MT para obtener circuitos menos extensos en su longitud y así mejorar los perfiles de tensión al usuario peor servido y dar cumplimiento regulatorio, el cual era el objetivo final del proyecto inicial. El proyecto con código INVA

Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
						402600 mencionado anteriormente, en el año 2022 se adelantaron mejoras y repotenciones en los circuitos involucrados por un valor aproximado de \$ 110 millones. El proyecto con código INVA 402600 se estima que finalice a más tardar en el año 2023.
100501-21	Repotenciación y completar líneas 34.5 kV (San Bernardino Isabela 34.5 kV)	2021	2023	Se presentaron inconvenientes con los suministros.	De no entrar en operación el proyecto se limitará la atención de contingencia N-1 de la línea actual San Bernardino - Isabela 34.5 kV_1, la cual se solucionará con la entrada de operación de la Línea San Bernardino - Isabela 34.5 kV_2	Debido a los inconvenientes presentados con los suministros, se estima que el proyecto finalice en el año 2023. Este proyecto se reportará con código INVA 100501P-23
100502-21	Repotenciación y completar líneas 34.5 kV (Isabela - Popayán 34.5 kV)	2021	2022	Se presentaron inconvenientes con los suministros.		En su reemplazo se realizó el proyecto 100502P-22 con FPO en el año 2022
200700-21	Remodelación y nueva Línea San Bernardino - Piendamó 34.5 kV	2021	2023 - 2024	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.	Limitación de transferencia de potencia sobre la línea actual	Se adelantarán actividades de remodelación en el año 2023 acorde a los trámites gestionado a la fecha.

Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
300402-21	Banco de Baterías	2021		UC no se encuentra reconocida por fracciones de costo, circular CREG 029 de 2018.	No reconocimiento de estos activos al OR CEO	CEO realizó reposiciones en el año 2021, sin embargo, debido a que la UC instalada no cuenta con fracciones de costo, CEO deberá realizar solicitud de UC especial para el reconocimiento de los activos instalados. Esta solicitud es viable solo cuando haya una próxima modificación del plan.
300403-22	Banco de Baterías	2022		UC no se encuentra reconocida por fracciones de costo, circular CREG 029 de 2018.	No reconocimiento de estos activos al OR CEO	CEO realizó reposiciones en el año 2022, sin embargo, debido a que la UC existente no cuenta con fracciones de costo, CEO deberá realizar solicitud de UC especial para el reconocimiento de los activos instalados. Esta solicitud es viable solo cuando haya una próxima modificación del plan.
300803-21	Renovación de transformadores de potencia	2021	2023	La subestación "Pescador" se encuentra ubicada en el colegio Guillermo León Valencia. Rector del colegio no permitió realizar obras dentro del		El transformador ya se encuentra adquirido y se instalará en la nueva subestación "Pescador" en conjunto con el proyecto con código INVA 301000 para el año 2023, la cual se espera que entre

Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
				establecimiento educativo.		en operación sin contratiempos.
300901-21	Reposición de celdas 13.8 kV	2021	Plurianual	Se presentaron inconvenientes con el suministro de equipos por crisis de contenedores.		Este es un proyecto plurianual, donde se tiene programado realizar reposiciones de celdas en diferentes subestaciones. Este proyecto está planeado hasta el año 2025 identificados a través de los códigos INVA 300902, 300903, 300904 y 300905. Debido al inconveniente con los suministros y crisis de contenedores se inició en el año 2022 con el proyecto con código INVA 300902, donde se hicieron reposiciones de celdas en las subestaciones Piendamó y Corinto.
301000-21	Reubicación S/E Pescador	2021	2023	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.	El atraso ocasionaría incumplimiento en la calidad del servicio.	Planeado para entrar en operación en el año 2023.



Código SUI	Nombre proyecto	FPO Aprobada	FPO Real	Motivo retraso	Impactos	Solución o medida remedial
400302-21	Arquitectura de Red Norte 34.5 kV_ Etapa II	2021	2024	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.		Debido a los inconvenientes presentados, el proyecto fue trasladado para el año 2024 en la modificación del plan 2023 – 2027 que se encuentra en revisión por parte de la CREG para su aprobación.
400402-21	Nueva línea Santander – Japio – La Cabaña – Etapa II	2021	2022	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.		En su reemplazo se realizó el proyecto con código INVA 400402A con FPO en el año 2022.
200901-22	Expansión del SDL (Circuito Popayán N2)	2022	2023	Se presentaron inconvenientes con los suministros.	El atraso ocasionaría incumplimiento en la calidad del servicio.	Planeado para entrar en operación en el año 2023.
400102-22	Anillo Sur 34.5 kV - Etapa II	2022	2024	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.		Debido a los inconvenientes presentados el proyecto fue trasladado para el año 2024 en la modificación del plan 2023 – 2027, que se encuentra en revisión por parte de la CREG para su aprobación.
402000-22	LN San Bernardino - Los Andes 34.5 kV	2022	2023	Se presentaron inconvenientes con los trámites y permisos.	El atraso ocasionaría desatención de demanda ante contingencia N-1 de la línea actual.	Planeado para entrar en operación en el año 2023.