

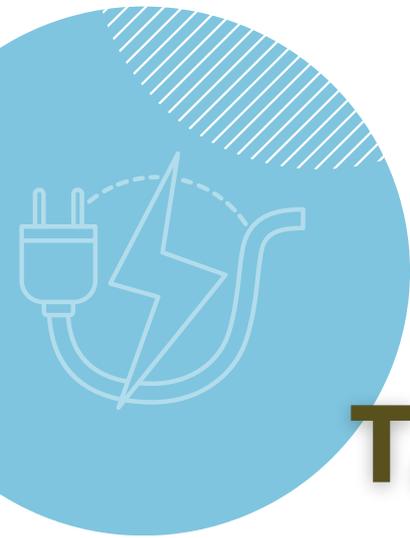


# INFORME EJECUCIÓN

20  
23

PLAN DE INVERSIONES

ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A E.S.P



# TABLA DE CONTENIDO

<b>04</b>	<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>13</b>	<b>2.5 INDICADORES DE CALIDAD</b>
<b>05</b>	<b>OBJETIVO</b>	<b>14</b>	<b>2.6 SOLICITUDES DE CONEXIÓN</b>
<b>05</b>	<b>ALCANCE</b>	<b>16</b>	<b>3. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO 2019-2023</b>
<b>06</b>	<b>1. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN</b>	<b>16</b>	<b>3.1 PLAN DE INVERSIÓN POR MUNICIPIO</b>
<b>06</b>	<b>1.1 RESUMEN EJECUTIVO</b>	<b>18</b>	<b>3.2 PLAN DE INVERSIONES POR TIPO DE INVERSIÓN</b>
<b>08</b>	<b>1.2 ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS</b>	<b>18</b>	<b>3.3 PLAN DE INVERSIONES POR NIVELES DE TENSION</b>
<b>09</b>	<b>2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA</b>	<b>19</b>	<b>3.4 PLAN DE INVERSIONES POR CATEGORIA DE ACTIVOS</b>
<b>09</b>	<b>2.1 ÁREA DE INFLUENCIA</b>	<b>20</b>	<b>3.5 PLAN DE INVERSIONES POR DESTINACIÓN</b>
<b>10</b>	<b>2.2 ACTIVOS OPERANDO</b>	<b>22</b>	<b>3.6 INVERSIONES POR ZONAS OPERATIVAS DE LA EMPRESA</b>
<b>11</b>	<b>2.3 USUARIOS ATENDIDOS</b>	<b>23</b>	<b>3.7 PROYECTOS DE INVERSIÓN MÁS RELEVANTES PARA ELECTROHUILA Y SUS USUARIOS</b>
<b>12</b>	<b>2.4 DEMANDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA</b>		





- 26** **3.8** METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO, PERDIDAS DE ENERGÍA E INVERSIONES APROBADAS EN UN HORIZONTE DE CINCO AÑOS
- 29** **3.9** METAS ANUALES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA
- 31** **3.10** METAS ANUALES DE INVERSIÓN
- 32** **3.11** PLAN DE INVERSIONES 2019-2023 Y COSTOS DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA
- 33** **4. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN.**
- 33** **4.1** INVERSIONES APROBADAS 2023
- 34** **4.2** INVERSIONES EJECUTADAS 2023
- 37** **4.3** INVERSIONES EJECUTADAS POR TIPO
- 38** **5. INVERSIONES EN COMPONENTES SOCIO AMBIENTALES Y DE SERVIDUMBRES, ASOCIADAS A LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN**
- 40** **6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN**
- 42** **7. AVANCE DE LA IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS**
- 43** **8. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACIONES ACTUALIZADOS**
- 43** **9. FORMATOS**



# INTRODUCCIÓN



IMAGEN 1 - COMPLEJO ECOLÓGICO EL BOTE

La Resolución CREG 015 DE 2018 estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica del servicio público domiciliario.

Para la remuneración de los activos eléctricos, el operador de Red entregó en la solicitud de aprobación de ingresos, el inventario de activos existentes a la fecha de corte definido en la resolución CREG 015 de 2018 y un plan de inversiones en el que se compromete a ejecutar inversiones anuales en activos durante los cinco años de duración del periodo tarifario.

En concordancia con el numeral 6,5 de la Resolución CREG 015, cada operador de Red debe presentar anualmente un informe de la ejecución del plan de inversión en el cual se presente el avance de cada uno de los proyectos y los ajustes realizados.

Los ajustes a los proyectos incluidos en el plan de inversión aprobado deben responder a la planeación de corto plazo adelantada por el Operador de Red de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 070 de 1998 o aquellas que la modifiquen, complementen o sustituyan.

En concordancia con las disposiciones antes mencionadas, en este documento se presenta el informe de avance de la ejecución del plan de inversiones 2019 - 2023 que le fue aprobado a la Electrificadora del Huila S.A E.S.P mediante la Resolución CREG 008 de 2021; el avance se presenta para el quinto año del periodo tarifario, 2023, acorde con los formatos y el contenido mínimo definido en las circulares emitidas por la CREG para tal fin.



# OBJETIVO

Presentar el informe de ejecución del plan de inversiones aprobado para la Electrificadora del Huila S.A E.S.P en el año 2023, en cumplimiento de lo dispuesto en los literales a, b, y c del numeral 6.5 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 y lo establecido en las circulares CREG 024 y 047 de 2020.

# ALCANCE

En este informe se presenta una descripción del sistema de distribución que opera la Electrificadora del Huila S.A E.S.P, en términos de las demandas de energía y de potencia, área de influencia, indicadores de calidad del servicio, índice de pérdidas totales de energía de la actividad de distribución, activos eléctricos operados y puestos en operación comercial durante el año 2023.

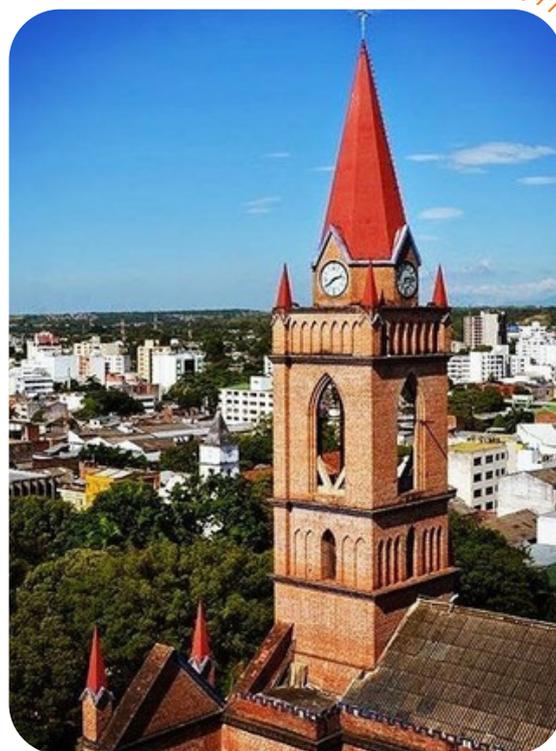


IMAGEN 2 - CIUDAD DE NEIVA

De igual manera para el año 2023 se identifican los beneficios que recibieron los usuarios con la puesta en operación comercial de los nuevos proyectos, se presenta información comparativa, el seguimiento entre las inversiones, las metas aprobadas a la compañía y la ejecución real. Además, se presenta las justificaciones necesarias relativas a las desviaciones presentadas en la ejecución del plan de inversiones.

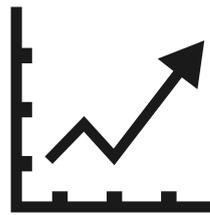
# 1. INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

## 1.1 RESUMEN EJECUTIVO

El presente informe detalla el avance del plan de inversión de la Electrificadora del Huila S.A E.S.P (Electrohuila) en su quinto año de implementación, mostrando beneficios en la mejora de la calidad del servicio hacia los clientes del Departamento del Huila y reduciendo el nivel de pérdidas que se tiene en el sistema eléctrico del área de influencia.

Como resultado de los indicadores de calidad media del servicio, Electrohuila obtiene en el año 2023 los siguientes valores de indicadores SAIDI y SAIFI.

**SAIDI:** Hora/ año. Se obtuvo una mejora en el indicador del 19% con relación al año 2022.



**SAIFI:** Interrupciones/año. Se obtuvo una mejora en el indicador del 29% con relación al año 2022.

Se obtiene una mejora en los indicadores de calidad del servicio del año 2023 respecto a los datos del año 2022. Para el 2023, Electrohuila sigue fortaleciendo las estrategias dispuestas dentro de la compañía para seguir mejorando la calidad del servicio hacia sus usuarios.

Es importante resaltar que Electrohuila para el año 2023 cumplió la meta establecida por el ente regulador en los indicadores SAIDI y SAIFI, lo que permite demostrar el compromiso constante de la compañía para mejorar la calidad de la prestación del servicio.



IMAGEN 3 - PROYECTO STR ALTAMIRA - SEGOVIANAS

En las siguientes tablas se presenta un resumen de los valores de los indicadores SAIDI y SAIFI de los años de implementación del plan de inversión:

AÑO	LIMITE SUPERIOR	SAIDI REGULATORIO	LIMITE INFERIOR	SAIDI REAL
<b>2019</b>	34.476	34.305	34.133	<b>42.73</b>
<b>2020</b>	31.718	31.560	31.402	<b>54.07</b>
<b>2021</b>	29.718	29.035	28.890	<b>41.72</b>
<b>2022</b>	26.846	26.713	26.579	<b>29.84</b>
<b>2023</b>	24.698	24.576	24.453	<b>24.30</b>

TABLA 1 - SAIDI EN LOS AÑOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

AÑO	LIMITE SUPERIOR	SAIFI REGULATORIO	LIMITE INFERIOR	SAIFI REAL
<b>2019</b>	13.201	13.135	13.069	<b>29.44</b>
<b>2020</b>	12.145	12.084	12.024	<b>34.34</b>
<b>2021</b>	11.173	11.118	11.062	<b>20.09</b>
<b>2022</b>	10.279	10.228	10.177	<b>9.35</b>
<b>2023</b>	9.457	9.410	9.363	<b>6.61</b>

TABLA 2 - SAIFI EN LOS AÑOS DE IMPLEMENTACIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN

De acuerdo con la expansión del sistema eléctrico, el cual está relacionado con el crecimiento poblacional, se priorizaron las inversiones a garantizar el suministro confiable de energía eléctrica de los nuevos usuarios de la compañía, así como la reducción de las pérdidas y el mejoramiento de la calidad en la prestación del servicio. Además, las inversiones apuntan a la construcción de un sistema eléctrico robusto que permita la transición energética en la región, buscando que la capacidad de transporte no restrinja la conexión de nuevos proyectos de generación de energías renovables no convencionales.

De igual forma, Electrohuila apunta a tener un sistema eléctrico resiliente, capaz de sobreponerse de forma efectiva a las diferentes adversidades que se puedan presentar, adaptando la operación en tiempo real a dar una respuesta inmediata.

Lo anteriormente expuesto, está muy relacionado con la implementación del Sistema de Gestión de Activos de acuerdo con la norma internacional ISO 55001: 2014, orientada a la gestión y administración de manera eficiente y sostenible de los activos productivos del negocio de distribución durante todo su ciclo de vida.





IMAGEN 4 - SUBESTACIÓN SEGOVIANAS AT/MT LA PLATA (H)

## 1.2 ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Los beneficios más relevantes que reciben los usuarios en el corto y mediano plazo como resultado de la ejecución de los proyectos del plan de inversiones se presentan a continuación.

- **Infraestructura para el aumento de cobertura:** teniendo en cuenta el crecimiento poblacional del área de influencia de la compañía, las inversiones dirigidas a la expansión de la infraestructura garantizan el suministro confiable de energía eléctrica de los nuevos usuarios de la compañía.
- **Aumento de la confiabilidad del sistema:** la ejecución del plan de inversiones logrará la puesta en operación comercial de nuevos activos eléctricos, ya sea para expandir la red eléctrica o para reponer activos existentes; con lo anterior se logrará reducir las fallas en la prestación del servicio por obsolescencia de elementos de la red, lo cual implica una mayor confiabilidad del sistema de distribución, que se traduce en una mejor calidad del servicio mediante alternativas de respaldo entre los elementos del sistema.
- **Mejora en la calidad de la prestación del servicio de energía:** los proyectos relacionados con la calidad del servicio están dirigidos a reducir el número de veces y el tiempo que los usuarios están desconectados de la Red o no tienen servicio de energía eléctrica.

- **Reducción de las pérdidas de energía eléctrica:** las inversiones dirigidas a la disminución y al mantenimiento de las pérdidas de energía eléctrica tienen un gran beneficio a corto y mediano plazo para los usuarios, por cuanto estas reducen los costos del servicio que se pagan mensualmente por esta componente del costo unitario (CU) de la tarifa.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

### 2.1 ÁREA DE INFLUENCIA

Actualmente la Electrificadora del Huila S.A. E.S.P (Electrohuila) como operador de red, atiende el Departamento del Huila, así como algunos sectores de los Municipios de Ataco (Tolima), San Vicente del Caguán (Caquetá) y Páez (Cauca).

El sistema eléctrico operado por Electrohuila cuenta con cuatro puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional (SIN), dos puntos a través del Sistema de Transmisión Nacional (STN) y dos puntos de conexión a través del Sistema de Transmisión Regional (STR), como se describe a continuación:

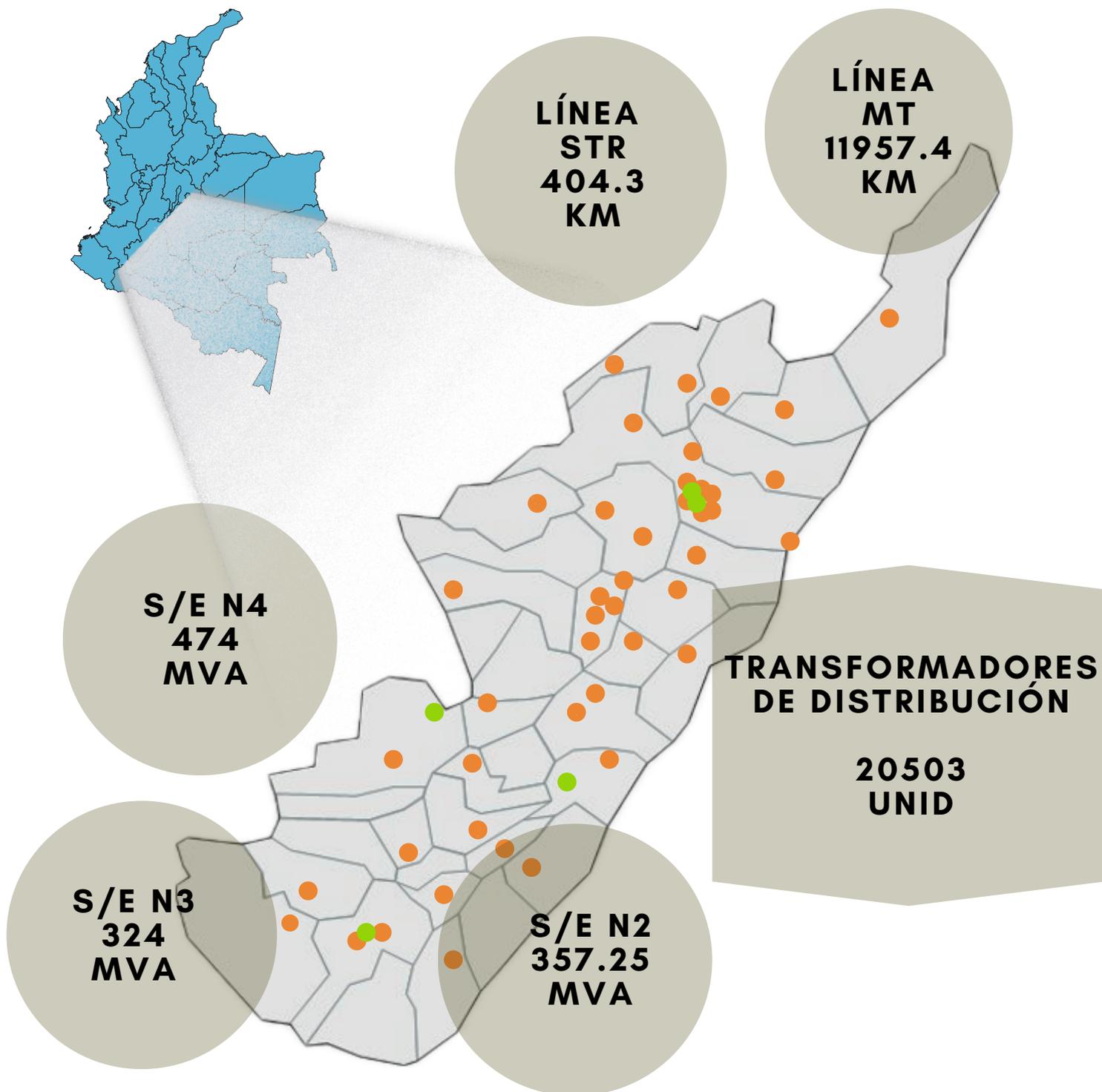
- Subestación Betania 230/115 kV a través de dos bancos de transformadores con capacidad de 168 MVA cada uno.
- Subestación Altamira 230/115 kV a través de dos bancos de transformadores con capacidad de 150 MVA cada uno.
- Subestación Florencia 115 kV a través de la línea Altamira - Florencia 115 kV.
- Subestación Prado 115kV a través del corredor doble circuito Bote - Prado 115kV.



IMAGEN 5 - SUBESTACIÓN ALTAMIRA 230/115/34.5/13.8 KV

En la siguiente gráfica se presentan las subestaciones del sistema eléctrico operado por Electrohuila, las cuales son mostradas de forma georreferenciada sobre la superficie del departamento del Huila, así como la localización de las pequeñas centrales hidroeléctricas y las respectivas sedes administrativas.

## 2.2 ACTIVOS OPERADOS



Infraestructura operada por Electrohuila - OR con fecha de corte 31 de diciembre de 2023.



## 2.3 USUARIOS ATENDIDOS

El número total de usuarios del área de influencia de Electrohuila - OR en el año 2023 fue de 442.919 usuarios, lo que representa un crecimiento del 2.37 % respecto al año 2022.

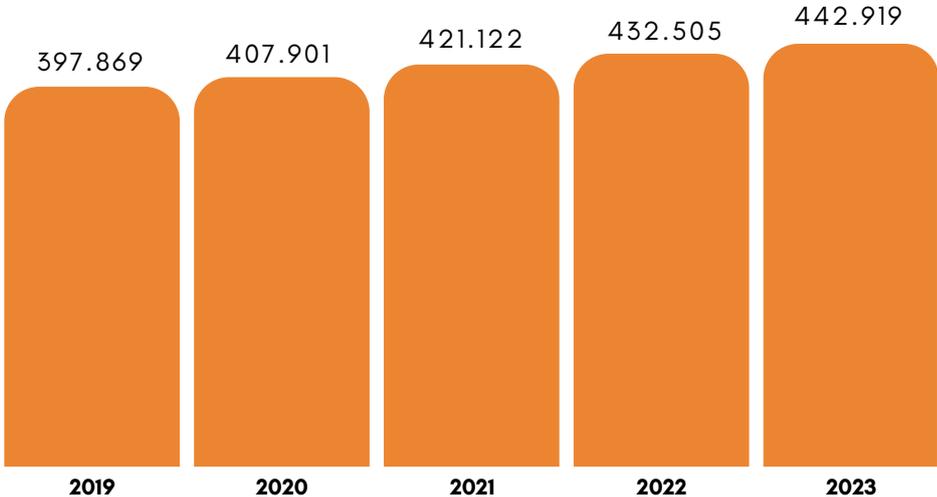
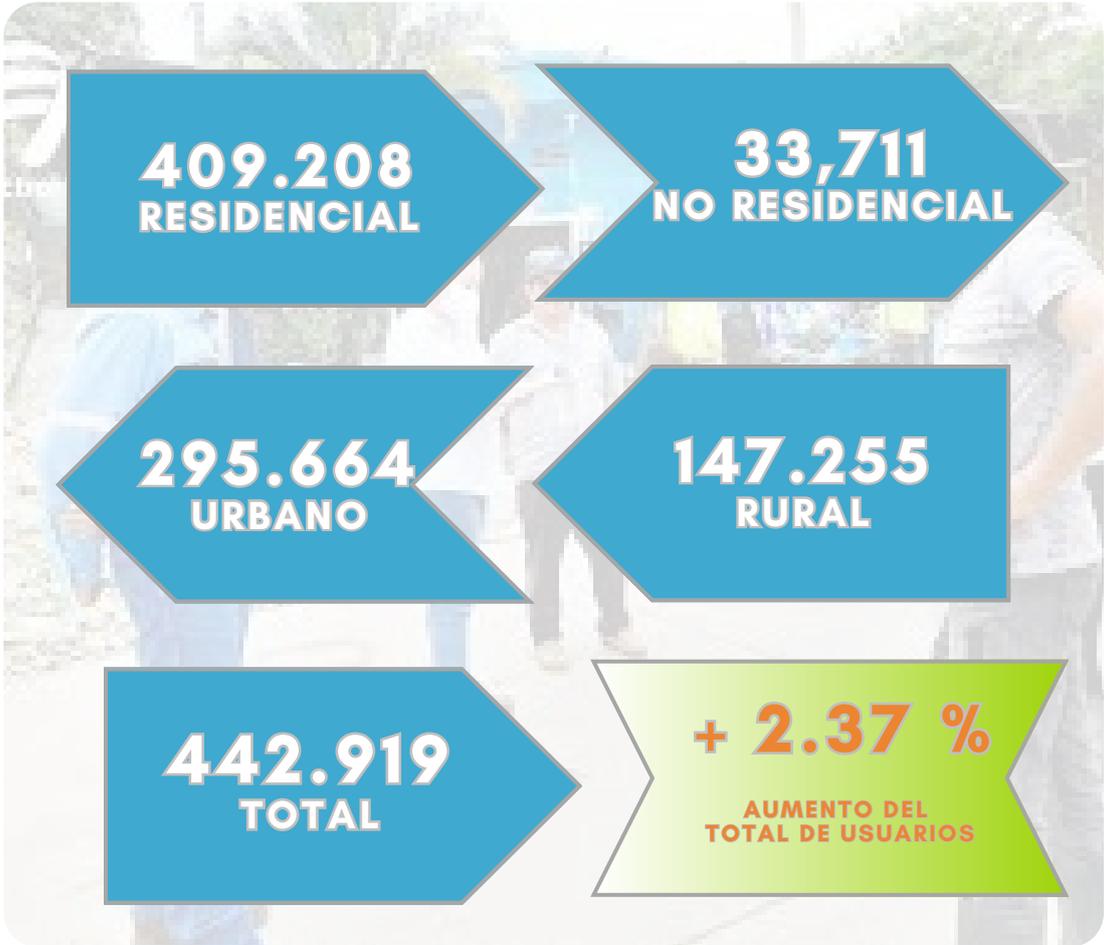


GRAFICO 1 - TOTAL DE USUARIOS POR AÑO





IMAGEN 6 - USUARIOS ELECTROHUILA

## 2.4 DEMANDAS DE ENERGÍA Y DE POTENCIA

La demanda neta de energía del Operador de Red Electrohuila para el año 2023 fue de 1.27 TWh real.

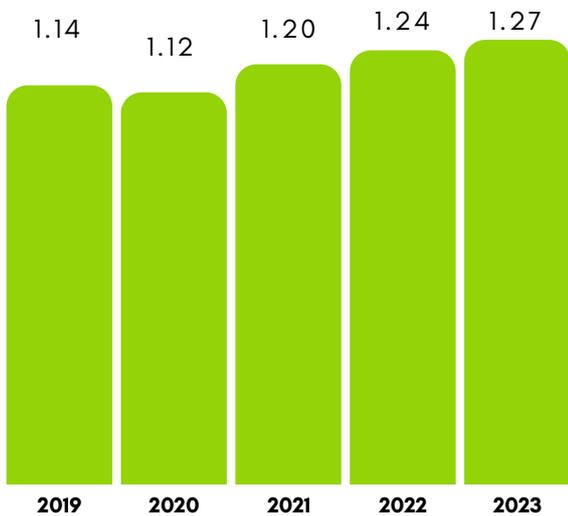


GRAFICO 2 - DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda neta de energía de Electrohuila aumentó un 3.2% en el año 2023 con respecto al año 2022.

La demanda máxima de potencia registrada en el sistema eléctrico operado por Electrohuila, para los años 2019 - 2023 se presenta en la siguiente gráfica. Se puede observar que la potencia máxima durante los años 2019 - 2021 pasó de 179.81 MW en el año 2019 a 198.09 MW para el año 2021. con un leve descenso en el año 2022 con una potencia de 196.38, en el año 2023 se registra un aumento del 9.2% para una potencia demandada de 211.61 MW.

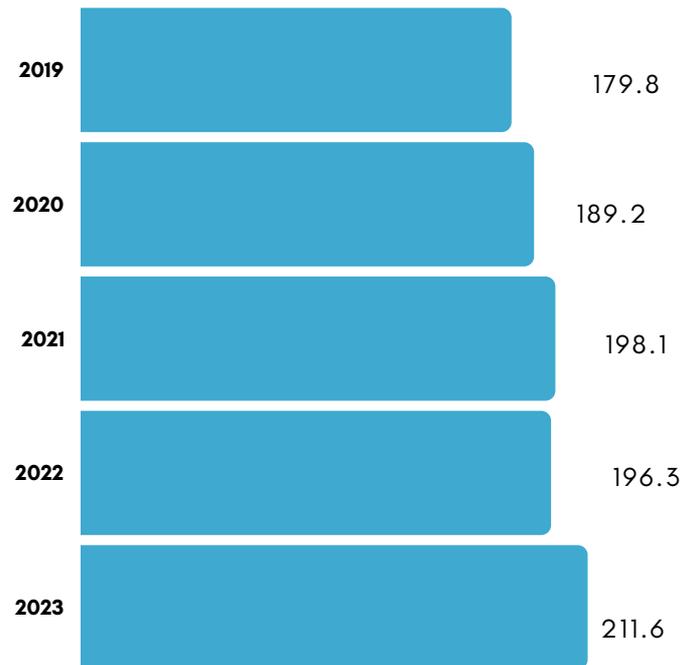


GRAFICO 3 - POTENCIA MAXIMA



IMAGEN 7 - SUBESTACIÓN ALTAMIRA

## 2.5 INDICADORES DE CALIDAD

Las metas y los valores reales de los indicadores de calidad media del servicio, SAIDI y SAIFI, se presentan a continuación.

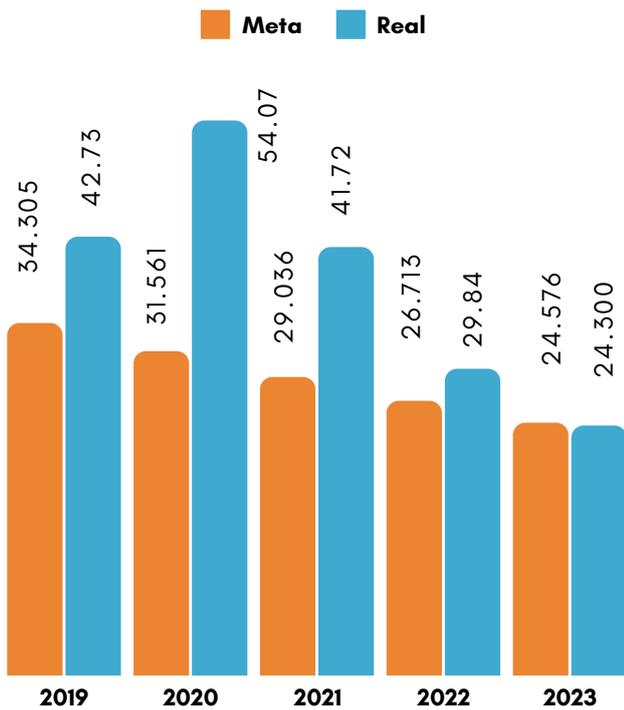


GRAFICO 4 - SAIDI

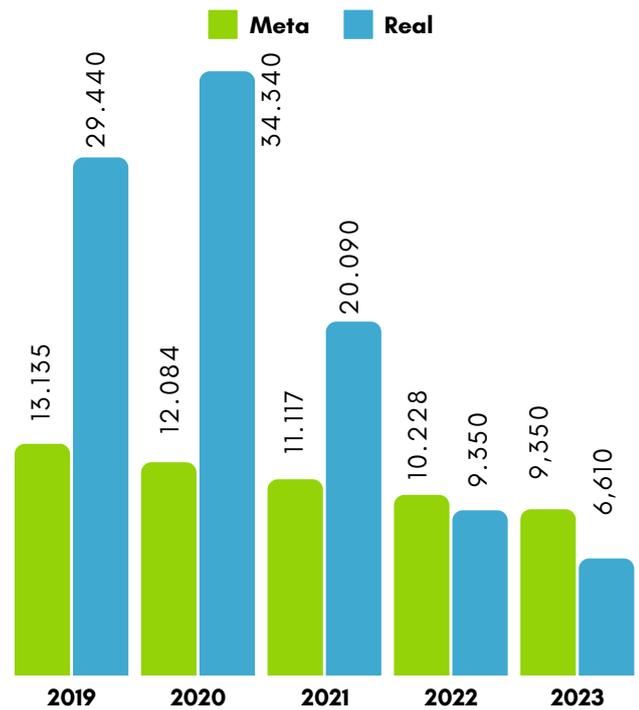


GRAFICO 5 - SAIFI

El cumplimiento de los indicadores de calidad media es positivo cuando el valor real es igual o menor a la meta.

## 2.6 SOLICITUDES DE CONEXIÓN

Las solicitudes de conexión al sistema eléctrico operado por Electrohuila se clasifican de la siguiente manera:

- Solicitudes de conexión de carga, que consiste en las solicitudes de conexión de nuevas cargas en el sistema eléctrico, o la ampliación de la capacidad de cargas existentes.
- Solicitudes de conexión de proyectos generación a partir de Fuentes No Convencionales de Energías Renovables - FNCER, las cuales pueden ser: Autogeneradores a pequeña escala (AGPE), Autogeneradores a gran escala (AGGE) y Generadores Distribuidos (GD).

En el año 2023 se recibieron un total de 10.761 solicitudes de conexión de cargas al sistema eléctrico operado por Electrohuila, desagregadas de la siguiente forma: nivel 1, 9.468; nivel 2, 1.280 y nivel 3, 13. Como se muestra en la siguiente gráfica.

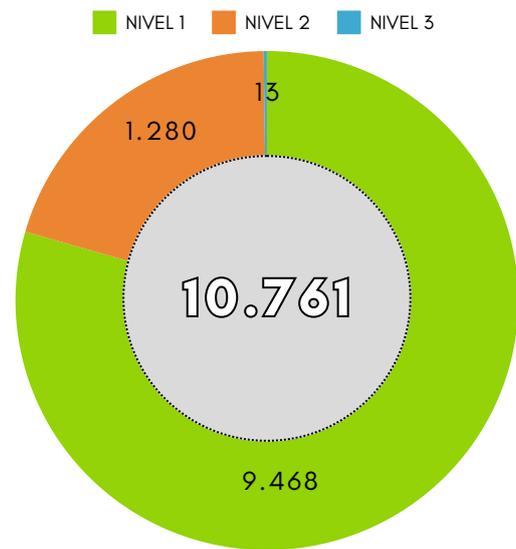


GRAFICO 6 - SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE CARGAS RECIBIDAS, USUARIOS NO REGULADOS Y REGULADOS

De acuerdo a los valores mostrados en la gráfica, la mayor cantidad de solicitudes se registran en el nivel de tensión uno, mientras que en el nivel de tensión tres se registran la menor cantidad de solicitudes.

En cuanto a las solicitudes de generación con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable -FNCER, Electrohuila SA ESP recibió un total de 339 solicitudes, de las cuales 129 cumplieron con los requisitos técnicos regulatorios y se les autorizó la conexión a la red. Adicional se realizaron 721 acciones de revisión y verificación de las diferentes etapas de los proyectos.



IMAGEN 8 - AGGE CONTEGRAL RIVERA (H)

La siguiente gráfica muestra la cantidad de solicitudes a las cuales se les autorizó la conexión a la red operada por Electrohuila SA ESP, diferenciadas por nivel de tensión para el año 2023.

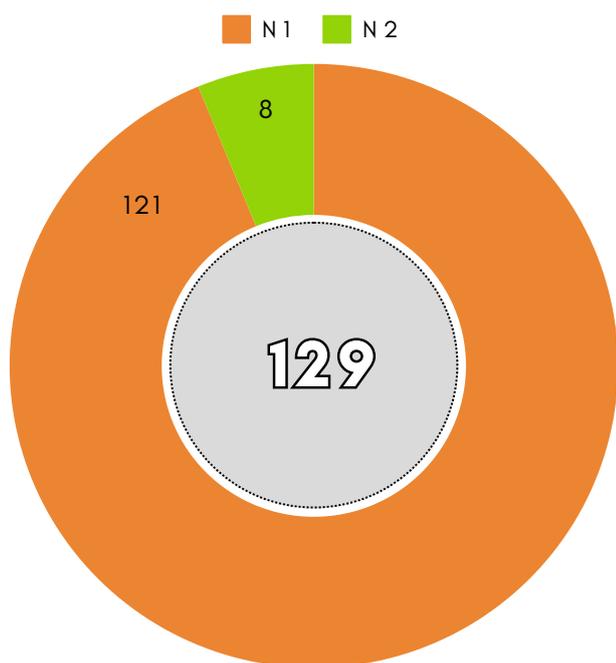


GRAFICO 7 -SOLICITUDES DE CONEXIÓN AUTORIZADAS: AGPE, GD Y OTROS

La capacidad instalada de los proyectos conectados a la red en el año 2023 fue de 2,715 MW y se encuentran a la espera de ser conectadas 463 kW



IMAGEN 9 - PCH IQUIRA

Todos los proyectos conectados corresponden a AGPE, por lo que durante el año 2023 no se ha autorizado la conexión de proyectos AGGE o GD al sistema eléctrico operado por Electrohuila.

# 3. RESUMEN DEL PLAN DE INVERSIÓN APROBADO 2019-2023



IMAGEN 10 - SUBESTACIÓN SEGOVIANAS LA PLATA (H)

De acuerdo con la Resolución CREG 008 de 2021, mediante la cual se aprobaron las variables para el cálculo de los ingresos y cargos de Electrohuila para el periodo 2019 - 2023, se presenta el plan de inversiones aprobado, en los siguientes tipos de desagregación: por municipio, por tipo de inversión; por nivel de tensión y por categoría de activos.

## 3.1 PLAN DE INVERSIONES POR MUNICIPIO

A continuación, se presentan las inversiones para treinta y cinco (35) municipios del departamento del Huila, municipios de influencia de Electrohuila - Operador de red.

■ Millones COP Diciembre 2017



GRAFICO 8- INVERSIONES POR MUNICIPIO

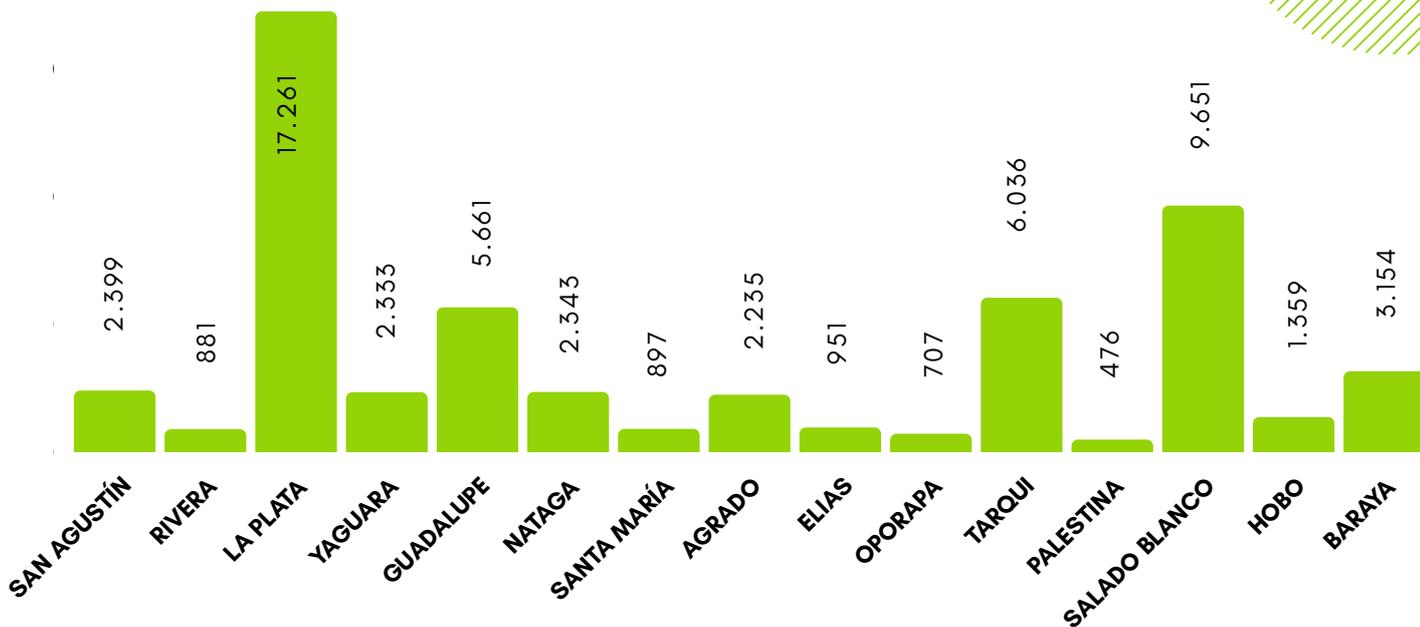


GRAFICO 9 - INVERSIONES POR MUNICIPIO

MUNICIPIO	INVERSIÓN (MILLONES COP17)	MUNICIPIO	INVERSIÓN (MILLONES COP17)	MUNICIPIO	INVERSIÓN (MILLONES COP17)
GIGANTE	3.646	TESALIA	23.584	SANTA MARIA	897
NEIVA	64.127	ALTAMIRA	582	AGRADO	2.235
ISNOS	2.857	ALGECIRAS	13.934	ELIAS	951
PALERMO	14.928	VILLAVIEJA	682	OPORAPA	707
TIMANA	2.162	ACEVEDO	8.753	TARQUI	6.036
PITAL	1.116	CAMPOALEGRE	2.015	PALESTINA	476
AIPE	14.218	SAN AGUSTIN	2.399	SALADO BLANCO	9.651
IQUIRA	1.773	RIVERA	881	HOBO	1.359
GARZÓN	3.614	LA PLATA	17.261	BARAYA	3.154
PITALITO	24.609	YAGUARA	2.333	VEGALARGA	631
COLOMBIA	1.240	GUADALUPE	5.661	SUAZA	3.467
LA ARGENTINA	818	NATAGA	343	<b>TOTAL</b>	<b>243.101</b>

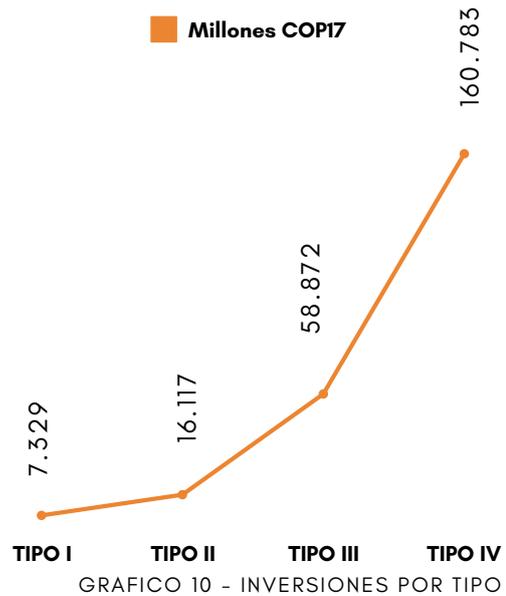
TABLA3 - PLAN DE INVERSIONES 2019-2023 POR MUNICIPIOS. VALORES EN MILLONES DE PESOS DE 2017

## 3.2 PLAN DE INVERSIONES POR TIPO DE INVERSIÓN



IMAGEN 11 - SUBESTACIÓN JUNCAL

El plan de inversiones para el periodo tarifario 2019 - 2023 se puede considerar de acuerdo con los cuatro (4) tipos de inversión, previstos en el Capítulo Sexto del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018.



## 3.3 PLAN DE INVERSIONES POR NIVELES DE TENSIÓN

Las inversiones para cada uno de los niveles de tensión se aprecian a continuación:

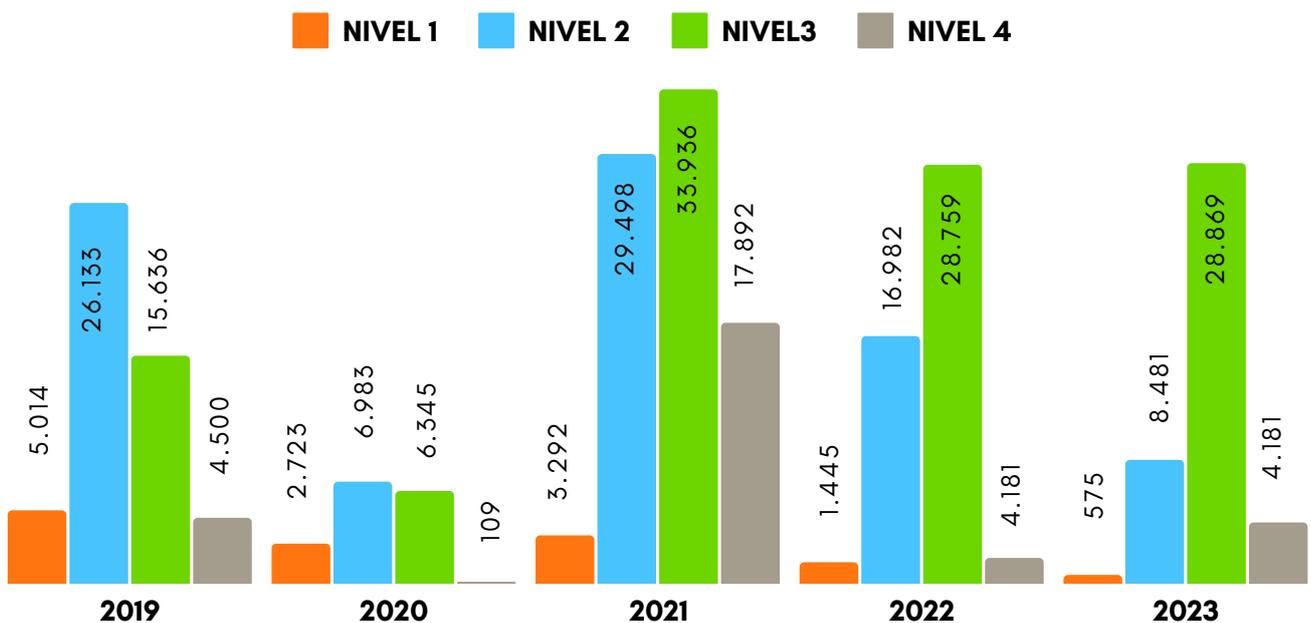


GRAFICO 11 - INVERSIONES POR NIVEL DE TENSIÓN

INVERSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
N=4	4.500	109	17.896	1.744	4.181	<b>13.05</b>
N=3	15.636	6.345	33.936	28.759	28.869	<b>88.076</b>
N=2	26.133	6.983	29.498	16.982	8.481	<b>113.545</b>
N=1	5.014	2.723	3.292	1.445	575	<b>28.431</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51.283</b>	<b>16.16</b>	<b>84.622</b>	<b>48.931</b>	<b>42.105</b>	<b>243.101</b>

TABLA 4 - PLAN DE INVERSIONES 2019-2023 POR NIVEL DE TENSIÓN (MCOP/2017)

### 3.4 PLAN DE INVERSIONES POR CATEGORÍA DE ACTIVOS

Las inversiones para cada uno de los niveles de tensión se aprecian a continuación:

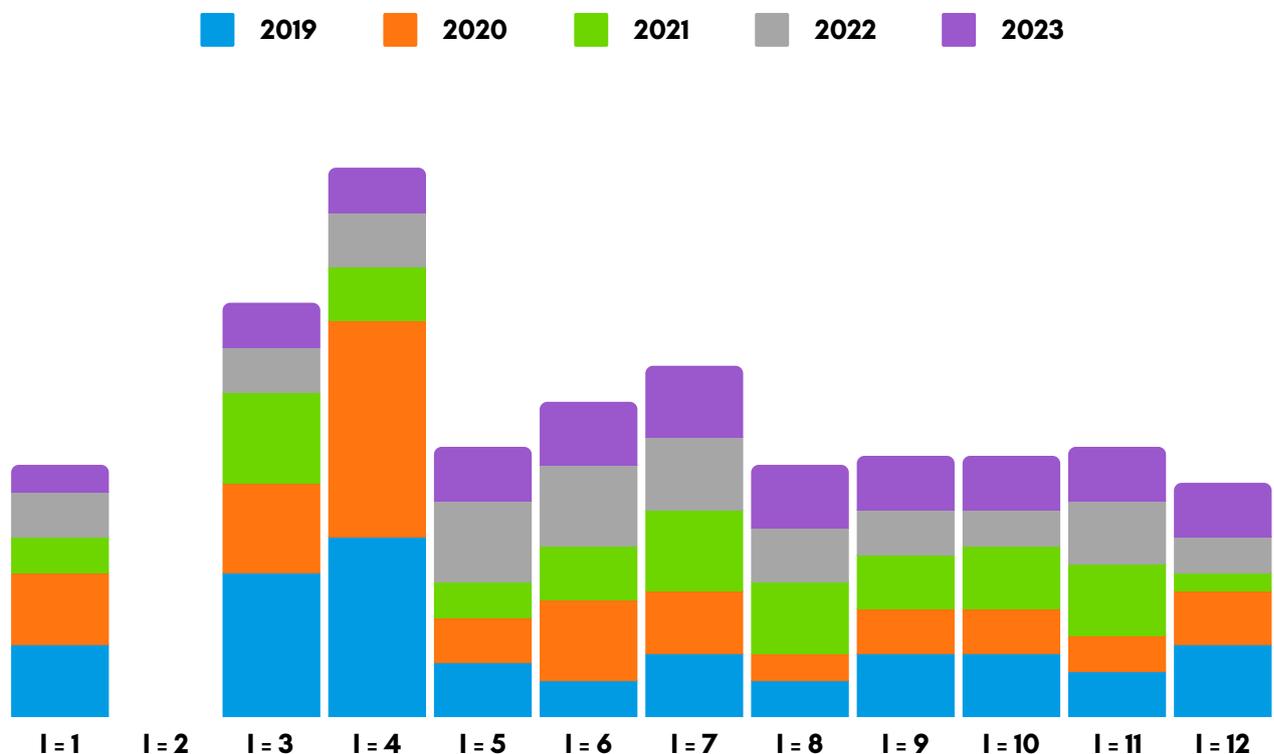


GRAFICO 12 - INVERSIONES POR NIVEL DE TENSIÓN

CATEGORIA	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
I=1	2.153	443	7.606	2.309	9.309	<b>21.819</b>
I=2	-	-	-	-	-	-
I=3	3.992	240	9.574	3.643	2.245	<b>19.695</b>
I=4	3.603	6	3.110	1.156	2.484	<b>10.359</b>
I=5	1.971	185	1.163	660	456	<b>4.435</b>
I=6	89	-	1.825	773	758	<b>3.444</b>
I=7	17.713	11.171	43.538	28.031	19.510	<b>119.962</b>
I=8	105	72	1.662	247	57	<b>2.143</b>
I=9	8.660	992	6.528	5.440	3.114	<b>24.733</b>
I=10	7.983	328	6.325	5.227	3.599	<b>23.462</b>
I=11	1.566	792	1.183	696	220	<b>4.457</b>
I=12	3.448	1.931	2.109	749	354	<b>8.593</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51.283</b>	<b>16.160</b>	<b>84.622</b>	<b>48.931</b>	<b>42.105</b>	<b>243.101</b>

TABLA 5 - PLAN DE INVERSIONES 2019 - 2023 POR NIVEL DE TENSIÓN (MCOP/2017)

### 3.5 PLAN DE INVERSIONES POR DESTINACIÓN



De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, las inversiones se pueden clasificar en cinco (5) objetivos o destinaciones:

- Expansión de la infraestructura
- Calidad del servicio
- Reposición de activos existentes
- Reducción y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica
- Gestión de Activos

IMAGEN 12 - SUBESTACIÓN SEGOVIANAS LA PLATA (H)

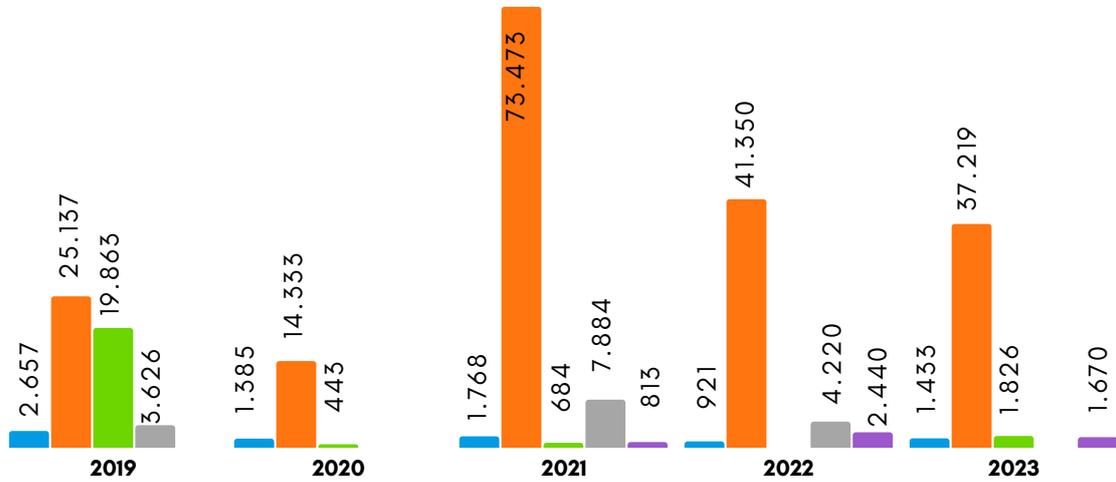


GRAFICO 13 - INVERSIONES POR TIPO DE PROYECTO

CATEGORIA	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
EXPANSIÓN	2.657	1.385	1.768	921	1.433	<b>8.164</b>
CALIDAD DEL SERVICIO	25.137	14.333	73.473	41.350	37.219	<b>191.512</b>
REPOSICIÓN	19.863	443	684	-	1.826	<b>22.816</b>
REDUCCIÓN Y MTTO DE PÉRDIDAS DE EE	3.626	-	7.884	4.220	-	<b>15.730</b>
GESTIÓN DE ACTIVOS	-	-	813	2.440	1.670	<b>4.880</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51.283</b>	<b>16.160</b>	<b>84.622</b>	<b>48.931</b>	<b>42.105</b>	<b>243.101</b>

TABLA 6 - INVERSIONES POR CATEGORIAS (MCOP/2017)



IMAGEN 13 - ZONA RURAL

### 3.6 INVERSIONES POR ZONAS OPERATIVAS DE LA EMPRESA

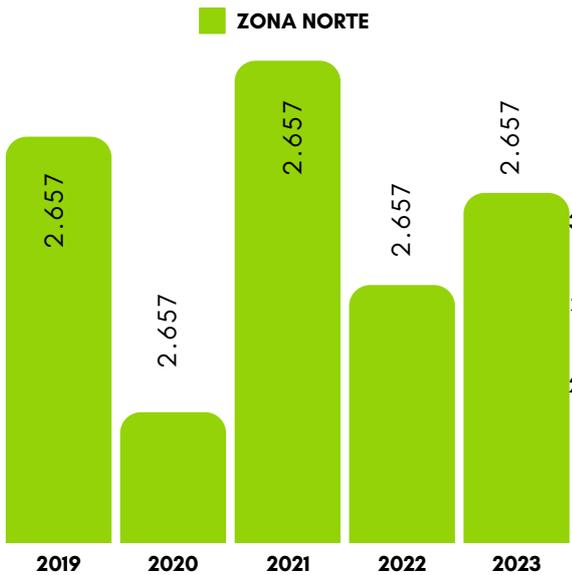


GRAFICO 14 - INVERSIONES ZONA NORTE



GRAFICO 15- INVERSIONES ZONA CENTRO

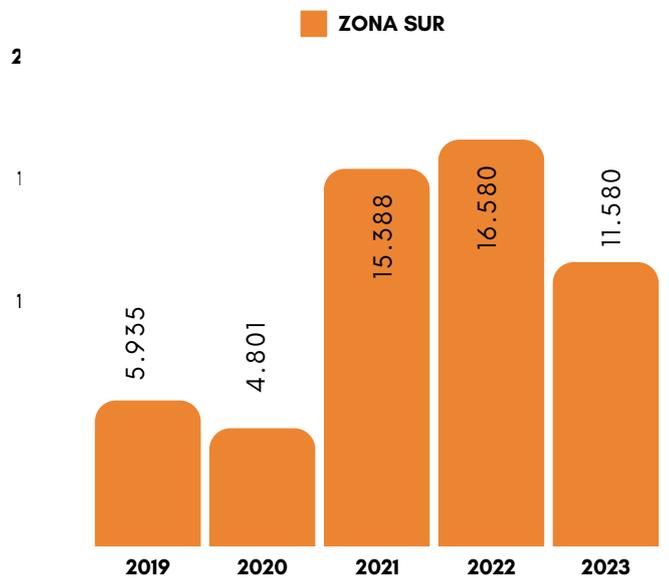


GRAFICO 16- INVERSIONES ZONA SUR

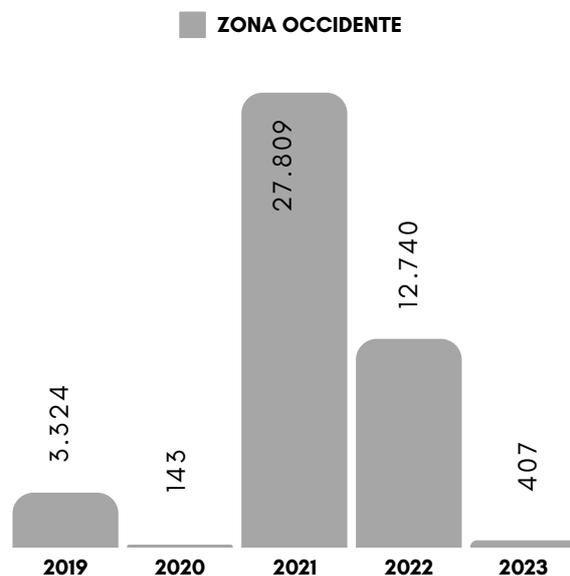


GRAFICO 17 - INVERSIONES ZONA OCCIDENTE



ZONA	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
CENTRO	13.019	1.881	6.992	1.198	5.126	<b>28.216</b>
NORTE	29.005	9.335	34.434	18.412	24.992	<b>116.178</b>
SUR	5.935	4.801	15.388	16.580	11.580	<b>54.284</b>
OCCIDENTE	3.324	143	27.809	12.740	407	<b>44.424</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51.283</b>	<b>16.16</b>	<b>84.622</b>	<b>48.931</b>	<b>42.105</b>	<b>243.101</b>

TABLA 7 - INVERSIONES POR ZONAS OPERATIVAS

### 3.7 PROYECTOS DE INVERSIÓN MAS RELEVANTES PARA ELECTROHUILA Y SUS USUARIOS



IMAGEN 14 - EQUIPOS DE SUBESTACIÓN

El plan de inversiones del operador de red, Electrohuila, se compone de doscientos setenta y seis (276) proyectos de 2019 al 2023, de los cuales se destacan como prioritarios para Electrohuila y sus usuarios los siguientes:



## **CONSTRUCCIÓN DE UNA SUBESTACIÓN DE ALTA TENSIÓN - MEDIA TENSIÓN (AT/ MT), 115 / 34.5 KV, UBICADA EN EL MUNICIPIO DE LA PLATA (HUILA), DENOMINADA “SEGOVIANAS” CON UN TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN 25 MVA.**



IMAGEN 15 - SUBESTACIÓN SEGOVIANAS LA PLATA (H)

Con la entrada en operación comercial del proyecto, la zona centro-occidente del Departamento del Huila se verá beneficiada significativamente en la calidad del servicio que Electrohuila presta para esa región, mejorando así los niveles de tensión que afectaban negativamente y de manera directa a los usuarios de las zonas rurales, fortaleciendo la infraestructura del sistema eléctrico, aumentando la confiabilidad en la prestación del servicio y reduciendo las pérdidas técnicas de energía a todos los usuarios urbanos y rurales de la zona, lo que nos lleva a disminuir considerablemente las interrupciones que se puedan presentar por contingencias en el sistema eléctrico.

El proyecto beneficia a la región del occidente del departamento del Huila, particularmente a los siguientes municipios: La Plata, Paicol, Tesalia, Pital, Iquira, La Argentina y la vereda de Puerto Valencia del departamento del Cauca, beneficiando a un total de 33.500 clientes.

Desde ElectroHuila estamos convencidos que la energía eléctrica es palanca de desarrollo económico de las regiones, pues al construir este tipo de proyectos la zona centro-occidente del departamento del Huila está preparada para recibir industrias, ya que éstas son altamente dependientes de la energía eléctrica, utilizando la electricidad como fuente impulsora de los motores eléctricos, de máquinas y de dispositivos propios de cada sector.

## **LINEA 34.5KV ALTAMIRA-S/E SAN ANTONIO Y ADECUACION DE CIRCUITOS LA PITA-FÁTIMA DE GARZON Y LOS CAUCHOS DE GUADALUPE**

Para el mejoramiento de los niveles de tensión en los ramales finales del circuito la Pita - Fátima, se considera la construcción de una nueva subestación eléctrica, cuya localización es en la vereda San Antonio del Pescado; ésta tiene una capacidad de transformación de 2.5 MVA, una alimentación y barraje en 34.5 kV de la subestación Altamira y dos salidas de circuitos en 13.8 kV.



IMAGEN 18 - SUBESTACIÓN SAN ANTONIO DEL PESCADO

El trazado de la línea 34.5 kV es por el antiguo circuito 13.8 kV Guadalupe - Los Cauchos, la carga de los circuitos nuevos 13.8 kV corresponden al 44% del circuito la Pita - Fátima y el 62.07% del circuito Guadalupe - Los Cauchos.

- Los usuarios que se van a ver beneficiados con el proyecto son aproximadamente 4.655.

## **REFORMA DEL CIRCUITO 13.8 KV PITAL - AGRADO INDEPENDIZANDO CARGA PARA EL NUEVO CIRCUITO PITAL - AGRADO RURAL, CON ADECUACIÓN DE MÓDULO INDEPENDIENTE EN LA SUBESTACIÓN PITAL**

Con una inversión de \$730.978.825 se reforma el circuito Pital - Agrado con la construcción de 4.1 km de circuito 13.8KV para independizar la carga rural de la urbana en el municipio del Agrado, mejorando la calidad y continuidad del servicio para más de 3.394 usuarios.

## **INDEPENDIZACIÓN DEL CIRCUITO SAN AGUSTÍN RURAL Y ADECUACIÓN DEL MÓDULO 13.8KV EN LA SUBESTACIÓN SAN AGUSTÍN.**

Con una inversión de \$677.305.773 se realizó la independización del circuito san Agustín rural adicionalmente, se realizaron obras de automatización en la subestación permitiendo así la integración de nuevas tecnologías a los equipos de maniobras y comunicaciones para mejorar la operatividad desde centro de control.

### 3.8 METAS DE CALIDAD DEL SERVICIO, PERDIDAS DE ENERGIA E INVERSIONES APROBADAS EN UN HORIZONTE DE CINCO AÑOS

#### 1. METAS DE CALIDAD MEDIA DEL SERVICIO

La calidad media del sistema de distribución local se mide por medio del indicador SAIDI que contabiliza el número total anual de horas de desconexión y el indicador SAIFI que mide el número de desconexiones en un año.

Cada uno de estos dos indicadores tiene una banda de indiferencia del 0,5% por encima y por debajo de la meta. Se considera que la meta se cumple cuando el valor real del indicador está dentro de la banda de indiferencia. En las Tablas No. 8 y 9 aparecen las metas y los valores reales de los indicadores de calidad media.

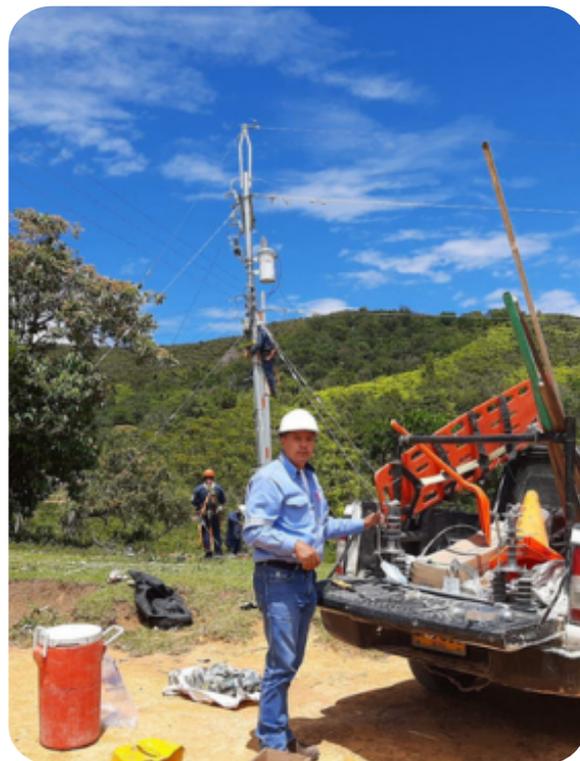


IMAGEN 19 - ZONA RURAL

AÑO	LIMITE SUPERIOR	SAIDI REGULATORIO	LIMITE INFERIOR	SAIDI REAL
2019	34.476	34.305	34.133	<b>42.73</b>
2020	31.718	31.560	31.402	<b>54.07</b>
2021	29.718	29.035	28.890	<b>41.72</b>
2022	26.846	26.713	26.579	<b>29.84</b>
2023	24.698	24.576	24.453	<b>24.30</b>

TABLA 8 - METAS Y VALORES REALES DEL INDICADOR SAIDI

AÑO	LIMITE SUPERIOR	SAIFI REGULATORIO	LIMITE INFERIOR	SAIFI REAL
<b>2019</b>	13.201	13.135	13.069	<b>29.44</b>
<b>2020</b>	12.145	12.084	12.024	<b>34.34</b>
<b>2021</b>	11.173	11.118	11.062	<b>20.09</b>
<b>2022</b>	10.279	10.228	10.177	<b>9.35</b>
<b>2023</b>	9.457	9.410	9.363	<b>6.61</b>

TABLA 9 - METAS Y VALORES REALES DEL INDICADOR SAIFI

Como resultado de los indicadores de calidad media del servicio ELECTROHUILA S.A. E.S.P. obtiene en el año 2023 valores de SAIDI=24.30 Horas/ año y SAIFI= 6.61 Interrupciones/año.

Como se puede observar, durante el año 2023 se cumplió efectivamente la meta de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, teniendo así una mejora significativa del 29% con respecto al indicador del año 2022.

Por otro lado, con respecto al indicador de duración de eventos, se supero la meta establecida por la CREG con un cumplimiento del 101%. Se obtuvo una mejora del 19% con respecto al indicador del año 2022.

Por lo tanto, se puede concluir que las inversiones realizadas en el 2023 enfocadas en la mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica fueron efectivas. Resaltamos nuestro compromiso en realizar las inversiones necesarias, así como el fortalecimiento de las estrategias correspondientes, para el cumplimiento de las metas de calidad del servicio definidas para el año 2023.

## 2. METAS DE CALIDAD INDIVIDUAL DEL SERVICIO

De acuerdo con lo previsto en el numeral 5.2.5 de la Resolución CREG 015 de 2018, la calidad individual del servicio que recibe cada usuario del sistema de distribución local esta medida por medio de dos indicadores, DIUG, horas/año, para la duración de eventos.



Y FIUG, veces/año, para la frecuencia de eventos. Electrohuila al igual que los demás OR tiene metas de calidad mínima garantizada, DIUG  $j,n,q$  y FIUG  $j,n,q$ ; estos valores son constantes para todo el periodo tarifario.

Se cumple con la calidad mínima garantizada si los valores reales de los indicadores son iguales o inferiores a las metas de calidad mínima garantizada. En las tablas No. 10 y 11, se presentan las metas y los valores reales de 2023 de los indicadores de calidad mínima garantizada.

		DIUG NIVEL DE TENSIÓN 2 Y 3			DIUG NIVEL DE TENSIÓN 1		
		RURALIDAD 1	RURALIDAD 2	RURALIDAD 3	RURALIDAD 1	RURALIDAD 2	RURALIDAD 3
<b>META</b>	<b>RIESGO 1</b>	15.47	37.67	46.62	29.00	62.37	81.02
	<b>RIESGO 2</b>	-	49.28	4.99	-	41.70	125.98
<b>REAL</b>	<b>RIESGO 1</b>	3.59	7.79	42.29	5.46	12.22	92.39
	<b>RIESGO 2</b>	-	6.05	38.38	-	20.36	120.90

TABLA 10 -METAS DEL INDICADOR DE CALIDAD INDIVIDUAL DIUG Y VALOR REAL

		FIUG NIVEL DE TENSIÓN 2 Y 3			FIUG NIVEL DE TENSIÓN 1		
		RURALIDAD 1	RURALIDAD 2	RURALIDAD 3	RURALIDAD 1	RURALIDAD 2	RURALIDAD 3
<b>META</b>	<b>RIESGO 1</b>	15	40	18	15	21	27
	<b>RIESGO 2</b>	-	16	11	-	14	29
<b>REAL</b>	<b>RIESGO 1</b>	5	5	11	5	9	17
	<b>RIESGO 2</b>	-	5	13	-	9	23

TABLA 11 -METAS DEL INDICADOR DE CALIDAD INDIVIDUAL FIUG Y VALOR REAL



### 3.9 METAS ANUALES DE REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Electrohuila cuenta con una senda de reducción de pérdidas, aprobada en la Resolución CREG 008 de 2021, la cual se presenta en la siguiente gráfica:

%	2019	2020	2021	2022	2023
IPT META	13.67%	13.62%	13.23%	12.84%	12.45%
IPT REAL	12.28%	12.58%	15.57%	13.39%	14.27%

TABLA 12- METAS ANUALES DE REDUCCIÓN DE PERDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

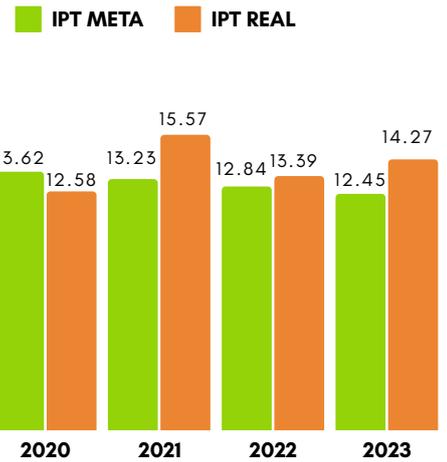


GRAFICO 18 - IPTMETA/IPTREAL



IMAGEN 20 - ZONA RURAL

El rezago de lo acontecido al país en el 2020 por la emergencia sanitaria que afectó, sumado al paro nacional en Colombia que se extendió por casi un mes y medio a mediados de los meses de marzo y abril de 2021, afectó notoriamente la intervención en el control de las pérdidas toda vez que el personal operativo no pudo desplazarse a realizar acciones de inspección, días de bloqueos en las principales vías del país que generaron reducción de la demanda de energía, aumento de precios de alimentos, pérdidas millonarias de productos agrícolas y una amenaza para la recuperación económica del país que ya venía sufriendo por cuenta de la crisis de la pandemia.

Según el gobierno y sectores empresariales, durante seis (6) meses se identificó discontinuidad en la operación de gestión de pérdidas, esto como consecuencia de la situación económica de algunos sectores residenciales y comerciales, que motivó el uso indebido del servicio por parte de algunos clientes, impidiendo el registro confiable de los consumos y no se facturó la energía real suministrada causando un crecimiento del indicador general de pérdidas de energía.

A pesar de las dificultades expuestas anteriormente, es importante resaltar que a raíz de los esfuerzos realizados en el 2023, se obtuvo Índice de Perdida Total Real del 14.27% con un incremento sobre la Meta establecida para el 2023 del 1.82%, lo que equivale a una diferencia del 0.88% de incremento en comparación con el año 2022



IMAGEN 21 - PROYECTO S/E SAN ANTONIO

### 3.10 METAS ANUALES DE INVERSIÓN

Las metas anuales de inversión por nivel de tensión y por categoría de activos se presentan en las siguientes gráficas:

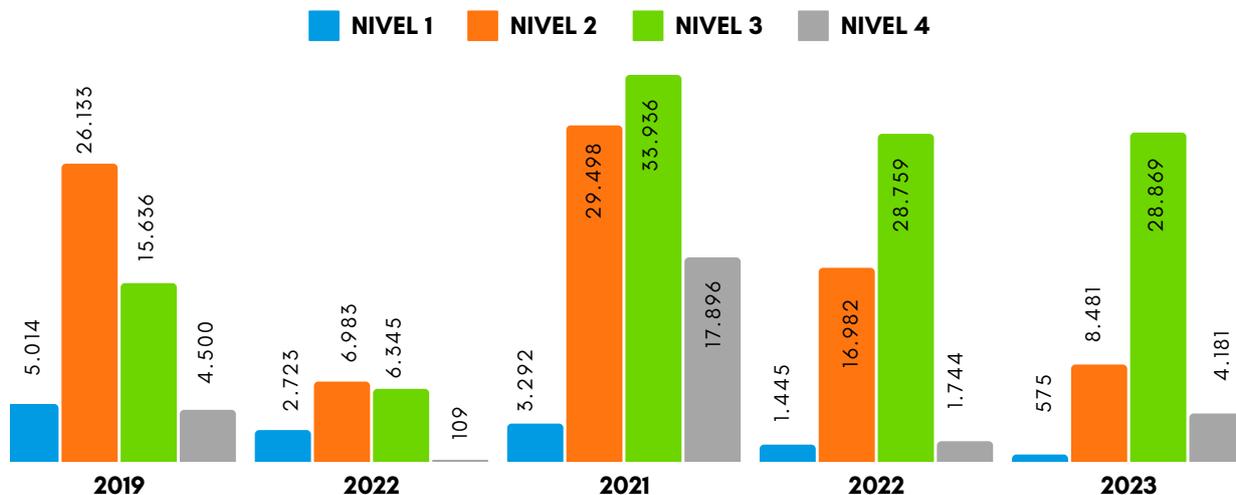


GRAFICO 19- METAS DE INVERSIÓN 2019-2023 POR NIVEL DE TENSIÓN

INVERSIÓN	2019	2020	2021	2022	2023	TOTAL
N=4	4.500	109	17.896	1.744	4.181	<b>13.05</b>
N=3	15.636	6.345	33.936	28.759	28.869	<b>88.076</b>
N=2	26.133	6.983	29.498	16.982	8.481	<b>113.545</b>
N=1	5.014	2.723	3.292	1.445	575	<b>28.431</b>
<b>TOTAL</b>	<b>51.283</b>	<b>16.16</b>	<b>84.622</b>	<b>48.931</b>	<b>42.105</b>	<b>243.101</b>

TABLA 13 - METAS DE INVERSIÓN 2019-2023 POR NIVEL DE TENSIÓN

### 3.11 PLAN DE INVERSIONES 2019-2023 Y COSTOS DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA

En concordancia con el literal b del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, el valor anual del plan de inversiones, por nivel de tensión no debe superar el 8% del costo de reposición de referencia CRR, salvo que la CREG en la Resolución de aprobación de variables para el cálculo de ingresos y cargos haya aprobado dicha diferencia.

El costo de reposición de referencia para el inicio del periodo tarifario (CRR) aprobado para Electrohuila en la resolución CREG 072 de 2021 se presenta a continuación.

En concordancia con el literal b del numeral 6.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, el



IMAGEN 22 -EQUIPOS DE SUBESTACIÓN

valor anual del plan de inversiones, por nivel de tensión no debe superar el 8% del costo de reposición de referencia CRR, salvo que la CREG en la Resolución de aprobación de variables para el cálculo de ingresos y cargos haya aprobado dicha diferencia como se aprecia en la tabla No. 14.

VARIABLE	PESOS A 2017	LÍMITE VALOR DEL PLAN (8%) CRR	INVERSIÓN 2023
<b>CRRj</b>	<b>991.967</b>	79.357	<b>39.836</b>
<b>Crrj,4</b>	161.594	12.928	17.906
<b>Crrj,3</b>	199.963	15.997	11.966
<b>Crrj,2</b>	473.826	37.906	7.010
<b>Crrj,1</b>	156.584	12.527	2.954

TABLA 14 - COSTO DE REPOSICIÓN DE REFERENCIA E INVERSIONES DE 2023, MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017

# 4. AVANCE DEL CUMPLIMIENTO DEL PLAN DE INVERSIÓN

En este capítulo se presenta las inversiones puestas en operación comercial durante 2023, así como las metas de los indicadores de calidad del servicio y de recuperación y mantenimiento de pérdidas de energía eléctrica.

Los resultados se comparan con las metas aprobadas por la CREG a Electrohuila, con el objeto de hacer seguimiento e identificar las desviaciones en la ejecución del plan.

## 4.1 INVERSIONES APROBADAS PARA 2023

Para el año 2023, la CREG aprobó a Electrohuila las inversiones que se presentan a continuación y que corresponden a la variable INVA j,n,l,t. Igualmente, se presentan los valores de las inversiones ejecutadas para su respectiva comparación.

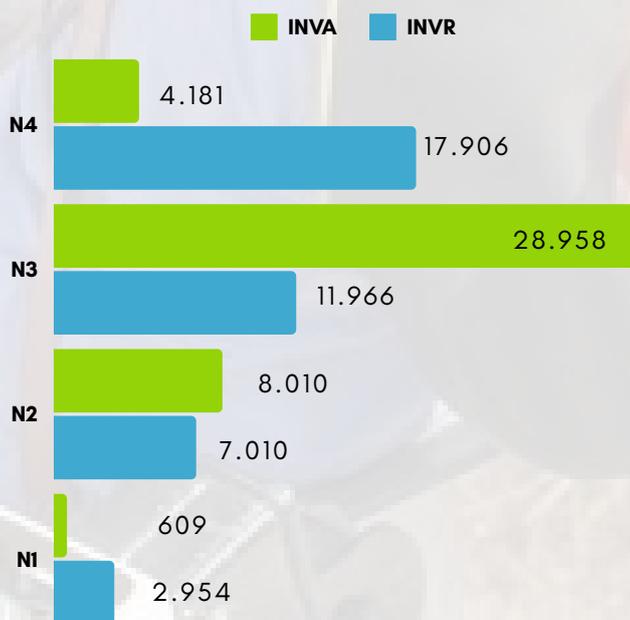


GRAFICO 20 - INVERSIÓN INVA VS INVR 2023  
VALORES EN MILLONES DE PESOS

CATEGORIA	N4		N3		N2		N1		TOTAL	
	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR	INVA	INVR
l=1	-	-	8.080	4.428	1.301	241	-	-	9.309	4.669
l=2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
l=3	518	1.565	786	2.918	942	576	-	-	2.245	5.509
l=4	2.009	506	354	2	122	6	-	-	2.484	514
l=5	-	305	276	56	180	81	-	-	456	442
l=6	454	1.646	222	741	-	609	-	-	676	2.996
l=7	-	13.733	16.569	3.360	2.940	3.210	-	-	19.510	20.304
l=8	-	-	39	77	18	27	-	-	57	104
l=9	-	-	1.505	232	1.609	2.110	-	-	3.114	2.342
l=10	1.200	151	1.200	151	1.200	151	-	-	3.599	453
l=11	-	-	-	-	-	-	220	2.445	220	2.445
l=12	-	-	-	-	-	-	389	510	389	510
<b>TOTAL</b>	<b>4181</b>	<b>17.906</b>	<b>28.958</b>	<b>11.966</b>	<b>8.310</b>	<b>7.010</b>	<b>609</b>	<b>2.954</b>	<b>42.057</b>	<b>39.836</b>

TABLA 15 - INVERSIONES POR NIVEL DE TENSIÓN Y CATEGORIA DE ACTIVOS APROBADOS VS EJECUTADOS 2023, MILLONES DE PESOS DICIEMBRE DE 2017

## 4.2 INVERSIONES APROBADAS PARA 2023

Las inversiones en activos eléctricos puestos en operación comercial durante el año 2023 se incluyen en la variable  $INVR_{j,n,l,4}$ . Esta variable se calcula por nivel de tensión y por categoría de activos. En la siguiente tabla aparece el valor total de esta variable por categorías.

CATEGORIA	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
l=1	0	4.428	241	0	4.669
l=2	0	0	0	0	0
l=3	1.565	2.918	576	0	5.059
l=4	506	2	6	0	514
l=5	305	56	81	0	442
l=6	1.646	741	609	0	2.996
l=7	13.733	3.360	3.210	0	20.304
l=8	0	77	27	0	104
l=9	0	232	2.110	0	2.342
l=10	151	151	151	0	453
l=11	0	0	0	2.445	2.445
l=12	0	0	0	510	510
<b>TOTAL</b>	<b>17.906</b>	<b>11.966</b>	<b>7.010</b>	<b>100</b>	<b>39.836</b>

TABLA 16 - VALOR INVERSIONES DE ACTIVOS ELÉCTRICOS PUESTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL DEL AÑO 2023, MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017

El numeral 3.1.1.2 de la Resolución CREG 015 de 2018 establece para la variable INVR  $j,n,l,t$  "Para los niveles de tensión 1, 2 y 3 el valor máximo de esta variable para el año  $t$  es 1.1 veces la variable INVA  $j,n,l,t$ . En caso de superarse este valor, la diferencia se puede incorporar en el INVR  $j,n,l,t$  del siguiente año".

Con base en la norma antes transcrita, a los valores de las diferentes categorías de los niveles de tensión 1, 2 y 3, de la tabla No.24, se les aplica el acotamiento correspondiente a  $(1,1 * INVA_{j,n,l,t})$ , con lo cual se obtienen el INVR  $j,n,l,t$  acotado previsto en la Resolución CREG 015 de 2018. Los valores se aprecian en la siguiente tabla.

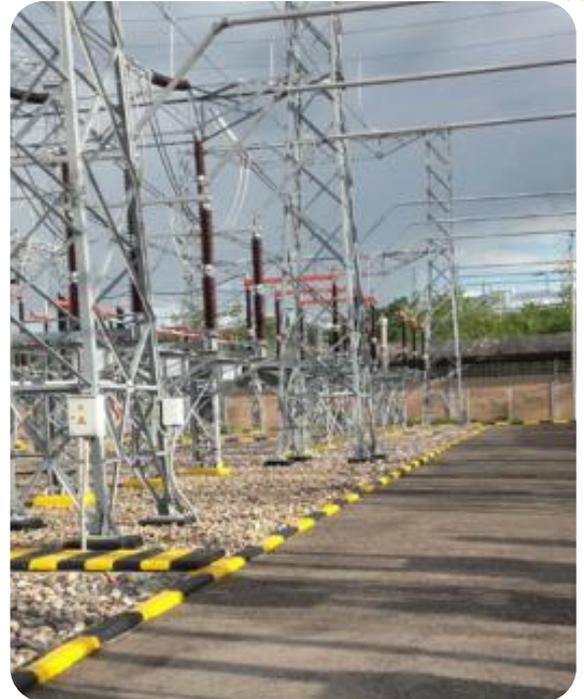


IMAGEN 23 - SUBESTACIÓN ALTAMIRA

CATEGORIA	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
l=1	0	4.428	443	0	4.871
l=2	0	0	0	0	0
l=3	1.565	864	576	0	3.005
l=4	506	2	6	0	514
l=5	305	56	81	0	442
l=6	1.646	244	0	0	1.890
l=7	13.733	3.360	3.234	0	20.328
l=8	0	43	20	0	62
l=9	0	232	1.770	0	2.002
l=10	151	151	151	0	453
l=11	0	0	0	242	242
l=12	0	0	0	428	428
<b>TOTAL</b>	<b>17.906</b>	<b>9.381</b>	<b>6.280</b>	<b>670</b>	<b>34.237</b>

TABLA 17 - VALOR DE LA VARIABLE INVR J.N.L.T ACOTADA PARA 2023, MILLONES DE PESOS 2017

Ahora bien, en los años anteriores de ejecución del plan de inversiones, 2019, 2020, 2021 y 2022, se presentaron diferencias entre las variables INVR j.n.l.t sin acotamiento y con acotamiento, tal y como lo establece la Resolución CREG 015 de 2018, estos excesos de inversión,

se pueden incluir en la variable INVR j,n,l,t del siguiente año sin que el valor de la variable sobrepase el 110% del INVA j,n,l,t en los niveles de tensión 1, 2 y 3. En la siguiente tabla se presenta el exceso de inversión acumulado a 31 de diciembre de 2023.

CATEGORIA	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
l = 3	2.054	-	-	<b>2.054</b>
l = 6	497	609	-	<b>1.106</b>
l = 8	35	7	-	<b>41</b>
l = 9	-	340	-	<b>340</b>
l = 11	-	-	2.202	<b>2.202</b>
l = 12	-	-	82	<b>82</b>
<b>TOTAL</b>	<b>2.585</b>	<b>956</b>	<b>2.284</b>	<b>5.826</b>

TABLA 18 -VALOR DE EXCESO DE INVERSIÓN ACUMULADO A 31 DE DICIEMBRE DE 2023

Considerando el valor del exceso de inversión que se puede incluir en el INVR j,n,l,t del año 2023, el valor definitivo de la variable INVR j,n,l,t de 2023 equivale a 46.611 millones de pesos de diciembre de 2017; la desagregación de este valor se aprecia en la tabla No. 19

CATEGORIA	NIVEL 4	NIVEL 3	NIVEL 2	NIVEL 1	TOTAL
l=1	-	4.428	241	-	4.669
l=2	-	-	-	-	-
l=3	1.565	864	576	-	3.005
l=4	506	2	6	-	514
l=5	305	56	81	-	442
l=6	1.646	244	-	-	1.890
l=7	13.733	3.360	7.262	-	24.356
l=8	-	43	20	-	62
l=9	-	232	1.770	-	2.002
l=10	151	151	151	-	453
l=11	-	-	-	4.464	4.464
l=12	-	-	-	4.755	4.755
<b>TOTAL</b>	<b>17.906</b>	<b>9.381</b>	<b>10.106</b>	<b>9.218</b>	<b>46.611</b>

TABLA 19 -VALOR DE LA VARIABLE INVR J,N,L,T ACOTADA PARA 2023 CON ADICIÓN DEL EXCESO DE INVERSIÓN DE LOS AÑOS 2019, 2020, 2021 Y 2022, MILLONES DE PESOS DE DICIEMBRE DE 2017

## 4.3 INVERSIONES EJECUTADAS POR TIPO

De acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, las inversiones ejecutadas para el año 2023 se clasificaron en cuatro (4) clases según sus objetivos o destinaciones, como se muestra en la siguiente tabla:

TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL 1	NIVEL 2	NIVEL 3	NIVEL4	TOTAL
CLASE I	0	0	0	0	0
CLASE II	2.943	4.873	4.705	81	12.601
CLASE III	0	0	0	0	0
CLASE IV	11	2.137	7.261	17.825	27.235
<b>TOTAL</b>	<b>2.954</b>	<b>7.010</b>	<b>11.966</b>	<b>17.906</b>	<b>39.836</b>

TABLA 20 -INVERSIONES EJECUTADAS AÑO 2023 ASOCIADAS A LA EXPANSIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA.

# 5. INVERSIONES EN COMPONENTES SOCIO AMBIENTALES Y DE SERVIDUMBRES, ASOCIADAS A LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN



IMAGEN 24 - COMUNIDAD

Las inversiones de algunos proyectos incluyen componentes socio ambientales y de servidumbres que no son remunerados mediante unidades constructivas previstas en la resolución CREG 015 de 2018, sino que deben ser reportados tal y como lo establece el párrafo 2 del capítulo 14 del anexo general de la resolución CREG 015 de 2018.

“Los costos socio ambientales y de servidumbres relacionadas estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación del proyecto”.



IMAGEN 25- INVENTARIO FORESTAL

Los costos de estas dos partidas en las que incurrió Electrohuila de los proyectos puestos en operación comercial durante 2023, se presentan a continuación:

No.	ID PROYECTO	NOMBRE DEL PROYECTO	COSTOS (COP 2017)
1	20170446	REFORMA DEL CIRCUITO PITAL-AGRADO EN EL MUNICIPIO DEL AGRADO	13.114.915
2	20170445	LINEA 34.5KV ALTAMIRA-S/E SAN ANTONIO Y ADECUACION DE CIRCUITOS LA PITA-FÁTIMA DE GARZON Y LOS CAUCHOS DE GUADALUPE	58.781.649
3	20180155	CONSTRUCCION LÍNEA ALTAMIRA-LA PLATA 115 KV Y SUBESTACION LA PLATA 115/34.5 KV	1.020.273.849

TABLA 21 - COSTOS SOCIO AMBIENTALES Y DE SERVIDUMBRES DE LOS PROYECTOS PUESTOS EN OPERACIÓN COMERCIAL EN 2023

# 6. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

A continuación, se relaciona el porcentaje de ejecución alcanzado con referencia al INVA proyectado por nivel de tensión en cada una de las categorías, alcanzando un 95% del cumplimiento total del plan de inversiones para el año 2023

CATEGORIA	N4	N3	N2	N1	TOTAL
I=1 TRANSFORMADORES DE POTENCIA	-	55%	19%	-	50%
I=2 COMPENSACIÓN REACTIVA	-	-	-	-	-
I=3 BAHÍAS Y CELDAS	302%	371%	61%	-	225%
I=4 EQUIPOS DE CONTROL Y COMUNICACIONES	25%	1%	5%	-	21%
I=5 EQUIPOS DE SUBESTACIÓN	*	20%	45%	-	97%
I=6 OTROS ACTIVOS SUBESTACIÓN	362%	334%	*	-	443%
I=7 LÍNEAS AÉRIAS	*	20%	109%	-	104%
I=8 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS		199%	149%	-	183%
I=9 EQUIPOS DE LÍNEA	-	15%	131%	-	75%
I=10 CENTRO DE CONTROL	13%	13%	13%	-	13%
I=11 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	1110%	1110%
I=12 REDES DE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	131%	131%
<b>TOTAL</b>	<b>428%</b>	<b>41%</b>	<b>84%</b>	<b>485%</b>	<b>95%</b>

TABLA 22 - PORCENTAJE DE AVANCE INVA VS INVR 2023

\* NO SE TENÍA PROYECTADO INVA EN ESTOS NIVELES DE TENSIÓN Y CATEGORÍAS, SIN EMBARGO, HUBO UN INVR EJECUTADO. (VER DETALLE EN TABLA 15)



IMAGEN 26 - MANTENIMIENTO

De lo anterior, podemos establecer una relación directa en las desviaciones que se presentaron con relación al INVA vs el valor INVR ejecutado por nivel de tensión en cada una de las categorías para el año 2023, como se logra evidenciar en la tabla 23.

CATEGORIA		N4	N3	N2	N1	TOTAL
I=1	TRANSFORMADORES DE POTENCIA	-	-45%	-81%	-	-50%
I=2	COMPENSACIÓN REACTIVA	-	-	-	-	-
I=3	BAHÍAS Y CELDAS	202%	271%	-39%	-	125%
I=4	EQUIPOS DE CONTROL Y COMUNICACIONES	-75%	-99%	-95%	-	-79%
I=5	EQUIPOS DE SUBESTACIÓN	*	-80%	-55%	-	-3%
I=6	OTROS ACTIVOS SUBESTACIÓN	262%	234%	*	-	343%
I=7	LÍNEAS AÉRIAS	*	-80%	9%	-	4%
I=8	LÍNEAS SUBTERRÁNEAS	-	99%	49%	-	83%
I=9	EQUIPOS DE LÍNEA	-	-85%	31%	-	-25%
I=10	CENTRO DE CONTROL	-87%	-87%	-87%	-	-87%
I=11	TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	1010%	1010%
I=12	REDES DE DISTRIBUCIÓN	-	-	-	31%	31%
<b>TOTAL</b>		<b>328%</b>	<b>-59%</b>	<b>-16%</b>	<b>385%</b>	<b>-5%</b>

TABLA 23 -PORCENTAJE DESVIACIÓN INVA VS INVR 2023

\* NO SE PROYECTÓ INVA EN ESE NIVEL DE TENSIÓN Y CATEGORÍA, SIN EMBARGO, SÍ HUBO EJECUCIÓN INVR. (VER DETALLE EN TABLA 15)

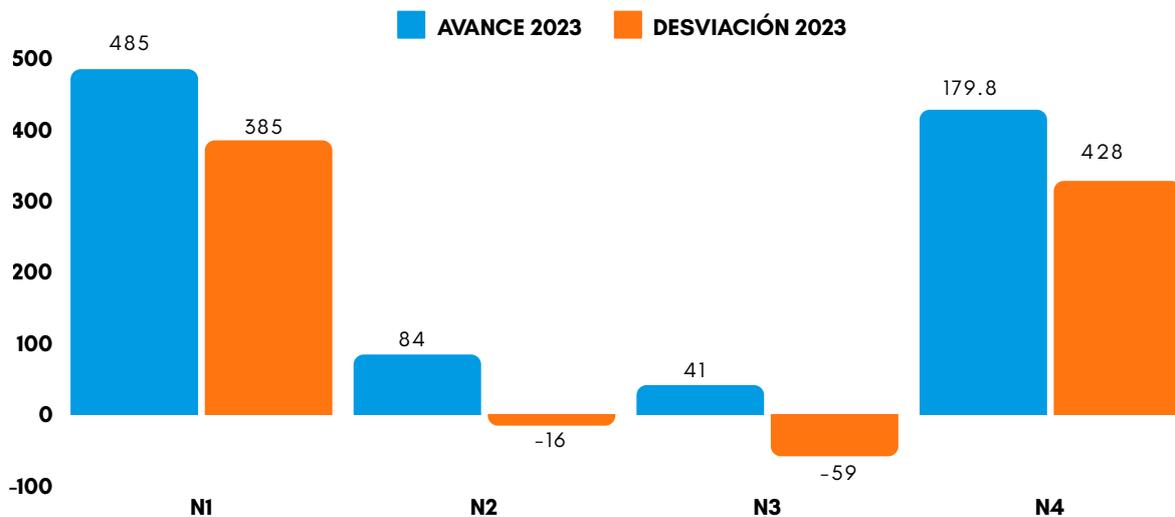


GRAFICO 21 - PORCENTAJE AVANCE Y DESVIACIÓN DE INVA VS INVR PARA EL 2023

# 7. AVANCE EN LA IMPLEMENTACIÓN SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS

La empresa ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A. E.S.P. se encuentra certificada el SIGAC acorde con la norma ISO 55001-2014 dando cumplimiento a cada numeral de la norma en un 100%, cerrando las brechas existentes y proyectando las acciones de mejora requeridas por el sistema.

En el informe anexo “Sistema de Gestión de Activos” se presenta el cronograma realizado y los hitos cumplidos por la empresa para su implementación, en el cual se lograron determinar las oportunidades de mejora que permitieron la maduración y optimización del sistema de gestión de activos desarrollado en el año 2023 en todas las áreas de trabajo de la compañía.



IMAGEN 27 - CERTIFICADO SISTEMA GESTIÓN DE ACTIVOS

## ANEXO 01 - INFORME DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN DE ACTIVOS DE ELECTROHUILA

# 8. DIAGRAMAS UNIFILARES DE LA SUBESTACIONES ACTUALIZADOS

ANEXO 02 - UNIFILARES SUBESTACIONES ELECTROHUILA

# 9. FORMATOS

ANEXO 03 - FORMATOS DE REPORTE