

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE
SANTANDER

2024



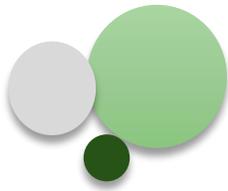
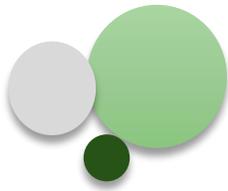


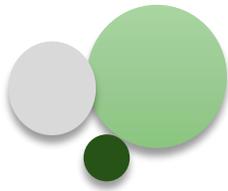
Tabla de contenido

1. Resumen ejecutivo	6
2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	6
3. Descripción del sistema operado	7
4. Resumen del plan de inversión aprobado	10
4.1 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Departamentos	10
4.2 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Municipio	10
4.3 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Regional	12
4.4 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Nivel de Tensión	12
4.5 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Tipo de Inversión	13
4.6 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Categoría de los activos	14
4.7 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Tema	15
5. Seguimiento de ejecución del plan de inversión 2024	15
5.1 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Municipio	16
5.2 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Regional	17
5.3 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Nivel de Tensión	18
5.4 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Categoría de los activos	19
5.5 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Tipo de Inversión	19
5.6 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Proyectos del plan	20
5.7 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Temas	21
6. Principales obras realizadas Plan de Inversiones Regulatorio 2024	22
6.1 Electrificación rural	22
6.2 Mantenimiento de redes de distribución	25
6.3 Expansión y reposición de subestaciones eléctricas	27
6.4 Nueva línea La Culebra - San Roque 34.5 kV	31
6.5 Automatización de redes de distribución	35
6.6 Expansión y reposición de redes	38
7. Avance en el cumplimiento de metas	39
7.1 Ejecución Plan del Inversiones Regulatorio	39
7.2 Cumplimiento del CRR	41

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

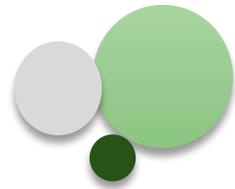


7.3	Gestión pérdidas de energía	41
7.3.1	Metas propuestas para los 5 años del plan de reducción y mantenimiento de pérdidas	41
7.3.2	Cumplimiento IP 2024	43
7.3.3	Principales actividades desarrolladas en 2024 gestión pérdidas	43
8.	Calidad del servicio	46
8.1	Metas regulatorias propuestas para el año 2024 del plan calidad	47
8.2	Indicador SAIDI	47
8.3	Indicador SAIFI	47
9.	Desviaciones del plan de inversión	48
10.	Gestión de activos	51



Índice de tablas

Tabla 1. Plan de Inversiones Regulatorio 2023-2027	6
Tabla 2. Metas de plan de pérdidas	42
Tabla 3. Metas propuestas en control de cambios	42
Tabla 4. Causa de desviaciones	49
Tabla 5. Desviaciones Plan de Inversión 2024 (Valores en Millones- Precios constantes 2017).....	49



Índice de ilustraciones

Ilustración 1. Área de influencia de CENS	7
Ilustración 2. Sistema Operativo CENS.....	8
Ilustración 3. Proyectos de generación en operación corte diciembre 2024	9
Ilustración 4. Solicitudes de conexión generación 2023-2024 a corte de diciembre 2024	9
Ilustración 5. INVA por departamento (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	10
Ilustración 6. INVA por municipio (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	11
Ilustración 7. INVA por regional (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	12
Ilustración 8. INVA por nivel de tensión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	13
Ilustración 9. INVA por tipo de inversión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	14
Ilustración 10. INVA por categoría (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	15
Ilustración 11. INVA por tema (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	15
Ilustración 12. INVR por municipio (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	17
Ilustración 13. INVR por Regional (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	18
Ilustración 14. INVR por nivel de tensión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	18
Ilustración 15. INVR por categoría de activos (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	19
Ilustración 16. INVR por Tipo de inversión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	19
Ilustración 17. INVR por proyecto del plan (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	21
Ilustración 18. INVR por Temas (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)	22
Ilustración 19. Logros en la ejecución del proyecto Electrificación Rural	23
Ilustración 20. Foto 1 vivienda energizada	24
Ilustración 21. Foto 2 vivienda energizada	24
Ilustración 22. Transformadores de distribución instalados 2024.....	25
Ilustración 23. Postes instalados 2024	26
Ilustración 24. Foto 1 hincado de poste e instalación de transformador.....	26
Ilustración 25. Foto 2 hincado de poste e instalación de transformador.....	27
Ilustración 26. Foto 3 hincado de poste e instalación de transformador.....	27

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

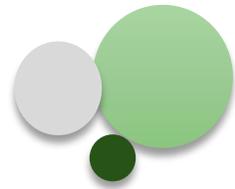
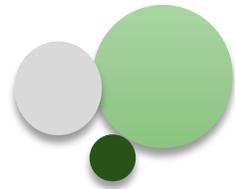


Ilustración 27. Impactos proyecto de Expansión y Reposición de Subestaciones y Líneas	28
Ilustración 28. Foto 1 reposición del transformador de la SE La Gabarra	29
Ilustración 29. Foto 2 reposición del transformador de la SE La Gabarra	29
Ilustración 30. Foto 1 anterior tablero de control y protección SE San Mateo	30
Ilustración 31. Foto 2 nuevo tablero de control y protección SE San Mateo	30
Ilustración 32. Foto 1 Transformadores de corriente antiguos	31
Ilustración 33. Foto 2 Transformadores de corriente nuevos	31
Ilustración 34. Logros obtenidos Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	33
Ilustración 35. Logros obtenidos Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	33
Ilustración 36. Foto 1 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	34
Ilustración 37. Foto 2 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	34
Ilustración 38. Foto 3 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	34
Ilustración 39. Foto 4 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV	35
Ilustración 40. Logros e inversiones obras principales de Automatización de redes	36
Ilustración 41. Foto 1 Automatización de redes.....	37
Ilustración 42. Foto 2 Automatización de redes.....	37
Ilustración 43. Foto 3 Automatización de redes.....	37
Ilustración 44. Foto 4 Automatización de redes.....	38
Ilustración 45. Logros e inversión de expansión y reposición de redes de distribución	39
Ilustración 46. Metas y ejecución del Plan de inversión Regulatorio 2020-2024... 40	40
Ilustración 47. Xr,t 2020-2024	41
Ilustración 48. Indicador de pérdidas (%)	42
Ilustración 49. Energía recuperada Gwh/año	42
Ilustración 50. Principales actividades de Gestión y reducción de perdidas	44
Ilustración 51. Metas SAIDI y SAIFI	47
Ilustración 52. Indicador SAIDI	47
Ilustración 53. Indicador SAIFI	48
Ilustración 54. INVR planeado y desviado por nivel de tensión.....	50
Ilustración 55. Resultado grado de madurez 2027-2024.....	52
Ilustración 56. Gráfico radar comparativo requisitos del grado de madurez de gestión de activos 2017-2024	52



1. Resumen ejecutivo

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS), en cumplimiento de la Resolución CREG 015 de 2018, presentó ante el regulador su Plan de Inversiones Regulatorio, orientado a ejecutar las inversiones necesarias para garantizar la atención de la demanda y la continuidad del servicio eléctrico. Este plan busca fortalecer la infraestructura del sistema a través de la reposición de activos obsoletos, la optimización de la gestión de pérdidas de energía, la mejora en la calidad y confiabilidad del servicio, y el cumplimiento de los indicadores regulatorios, asegurando así la sostenibilidad de los ingresos del negocio de distribución.

Mediante la Resolución CREG 501 061 de 2024, el regulador aprobó el plan de inversiones para el periodo 2023-2027, permitiendo a CENS ejecutar inversiones por un total de 427,182 millones durante estos cinco años. La implementación de este plan contribuirá al fortalecimiento del sistema eléctrico, garantizando su eficiencia y continuidad en la prestación del servicio.

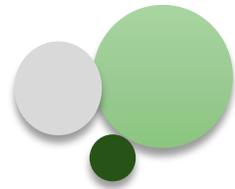
Tabla 1. Plan de Inversiones Regulatorio 2023-2027

NIVEL DE TENSIÓN	2023	2024	2025	2026	2027
NT1	14,442	13,910	12,232	12,564	12,707
NT2	45,426	35,996	33,574	30,176	26,851
NT3	27,480	22,292	34,843	14,267	12,613
NT4	7,547	4,016	28,184	34,167	3,896
TOTAL	94,895	76,213	108,832	91,174	56,068

Este informe presenta la ejecución del plan de inversiones 2024 de acuerdo con lo establecido en la resolución CREG 015 del 2018 y la circular CREG 024 del 2020 y sus modificaciones.

2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

- Reducción de fallas y cortes de energía, lo que garantiza un suministro más estable y de mayor calidad.
- Acelerar la resolución de incidentes y minimizar la duración de las interrupciones.
- Reducción de riesgos operativos mediante la eliminación de equipos y redes obsoletas.
- Ampliar el acceso al servicio eléctrico en zonas desatendidas, beneficiando a nuevos usuarios.



- Reducción de las pérdidas técnicas
- Disminución de los costos de mantenimiento y operación a lo largo del tiempo.

En conjunto, estas acciones generan un impacto positivo tanto inmediato como sostenido, fortaleciendo la infraestructura del sistema eléctrico y favoreciendo el desarrollo económico y la calidad del servicio para los usuarios.

3. Descripción del sistema operado

Con más de 70 años de trayectoria, Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. (CENS) se ha consolidado como una empresa líder en la prestación del servicio de energía eléctrica, comprometida con el desarrollo humano sostenible y la mejora continua de la calidad de vida de sus usuarios. Su presencia abarca tres departamentos, 47 municipios y cinco regionales, como se detalla en la siguiente imagen.

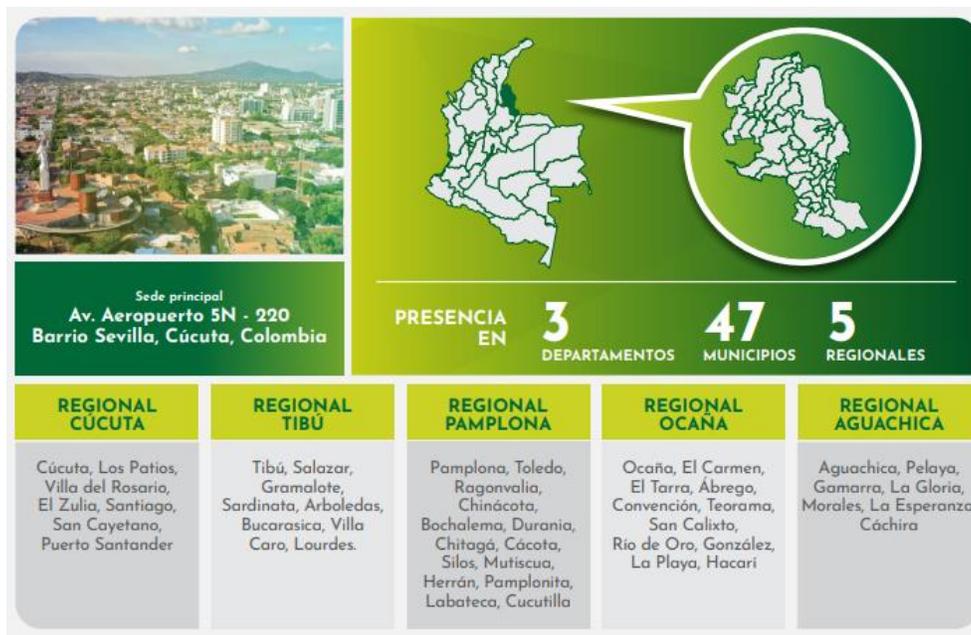


Ilustración 1. Área de influencia de CENS

Actualmente, CENS dispone de una infraestructura eléctrica moderna y operativa, diseñada para garantizar un suministro eficiente y confiable de energía. Su equipamiento y redes se encuentran en óptimas condiciones de funcionamiento, adaptándose a las características y necesidades específicas de cada zona, asegurando así la continuidad y calidad del servicio en su área de cobertura.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

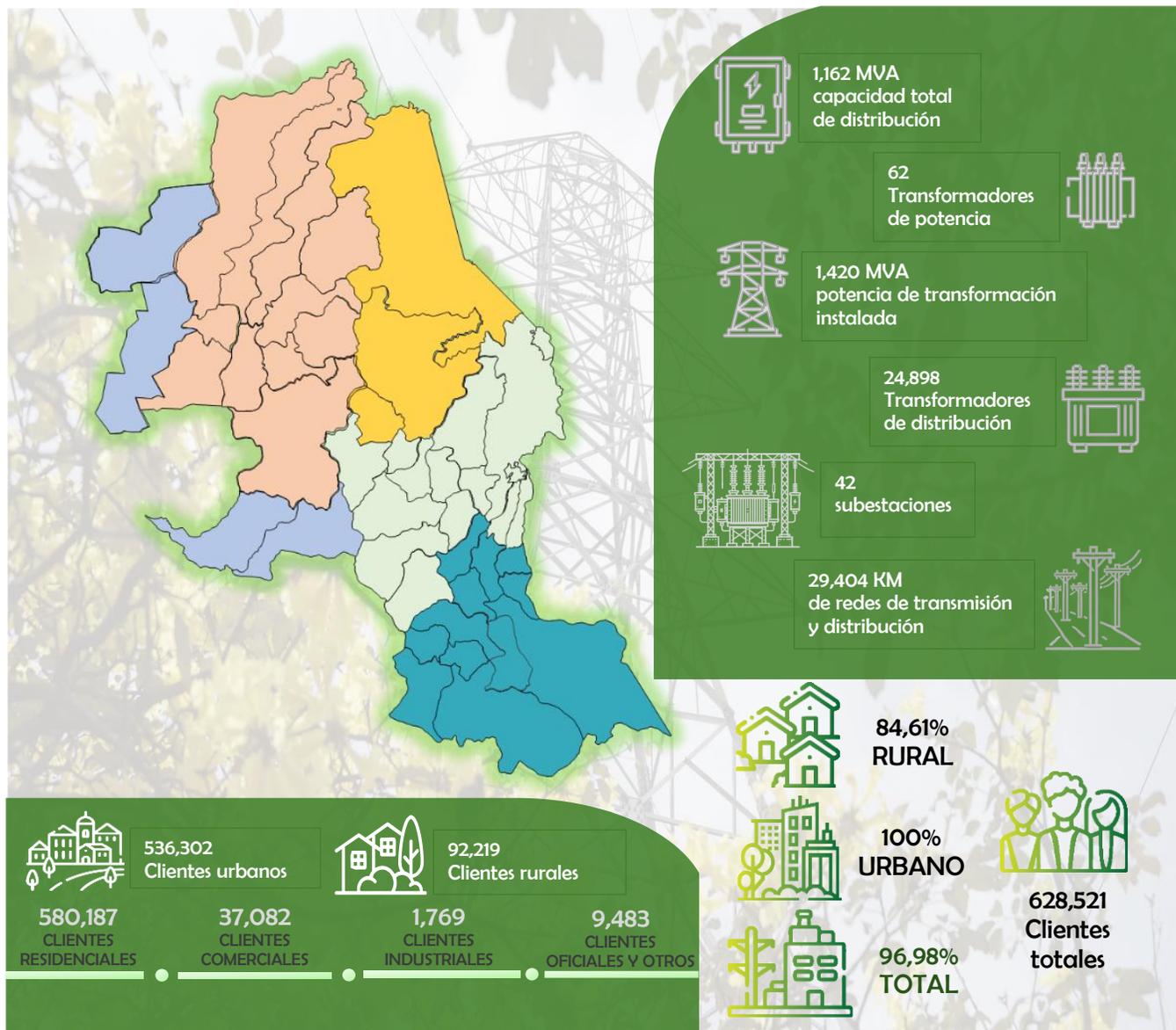
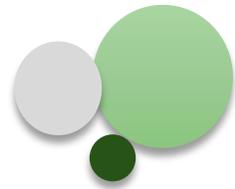


Ilustración 2. Sistema Operativo CENS



Proyectos en Operación 2024

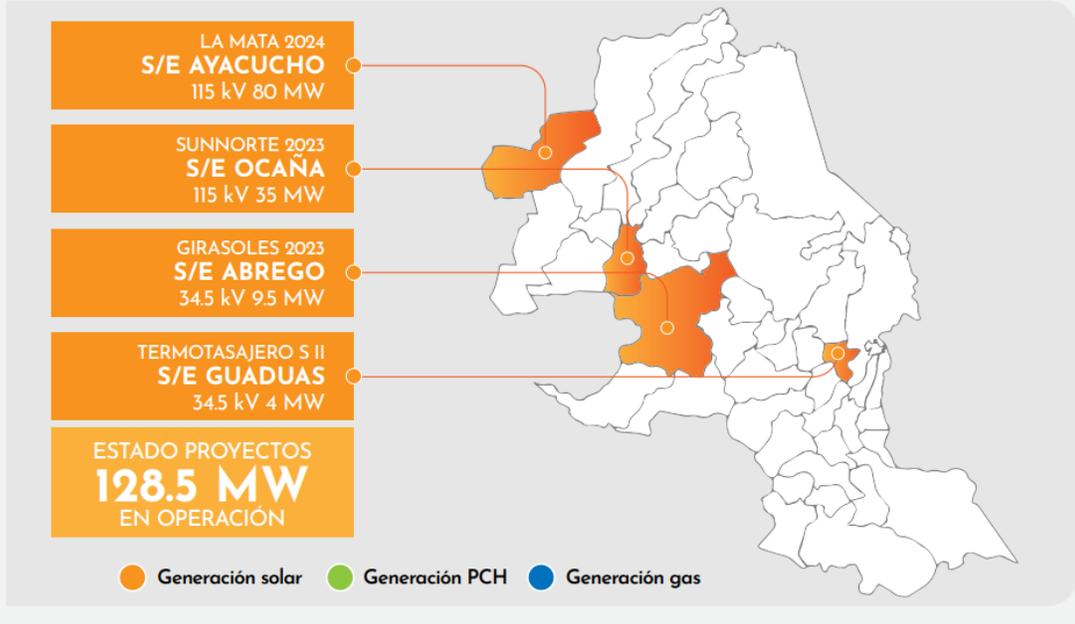


Ilustración 3. Proyectos de generación en operación corte diciembre 2024

A continuación, se presentan las solicitudes de generación 2023-2024 de un total de 87 solicitudes solares.

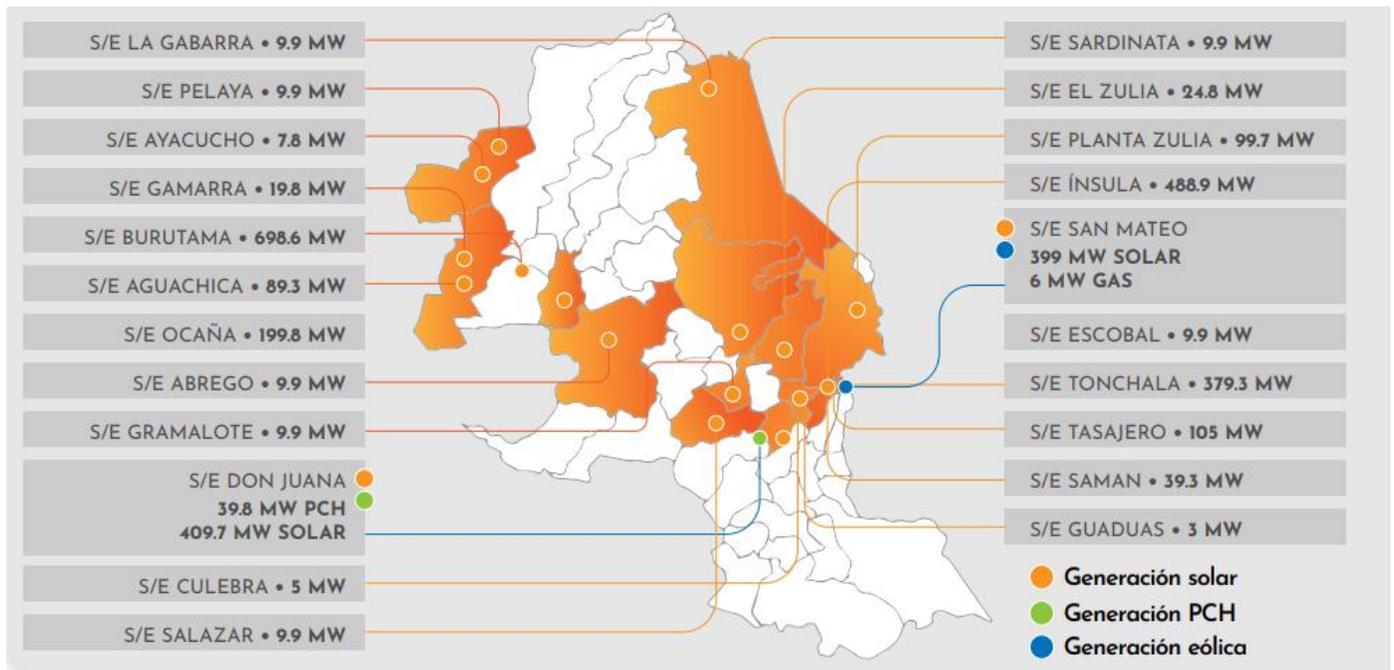
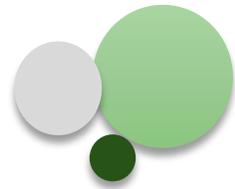


Ilustración 4. Solicitudes de conexión generación 2023-2024 a corte de diciembre 2024



4. Resumen del plan de inversión aprobado

A través de la resolución 501-061 de 2024, la CREG aprobó para el plan 2023-2027 una inversión de 427,182 millones en unidades constructivas a precios de diciembre de 2017.

4.1 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Departamentos

Dentro del Plan de Inversiones aprobado para el período 2023-2027, se contemplan intervenciones en los tres departamentos donde se presta el servicio: Bolívar, Cesar y Norte de Santander. Este último concentra la mayor participación, con el 89% del valor total aprobado, lo que lo posiciona como el principal foco de inversión en el periodo. A continuación, se presenta un gráfico que muestra la distribución de los recursos por departamento.

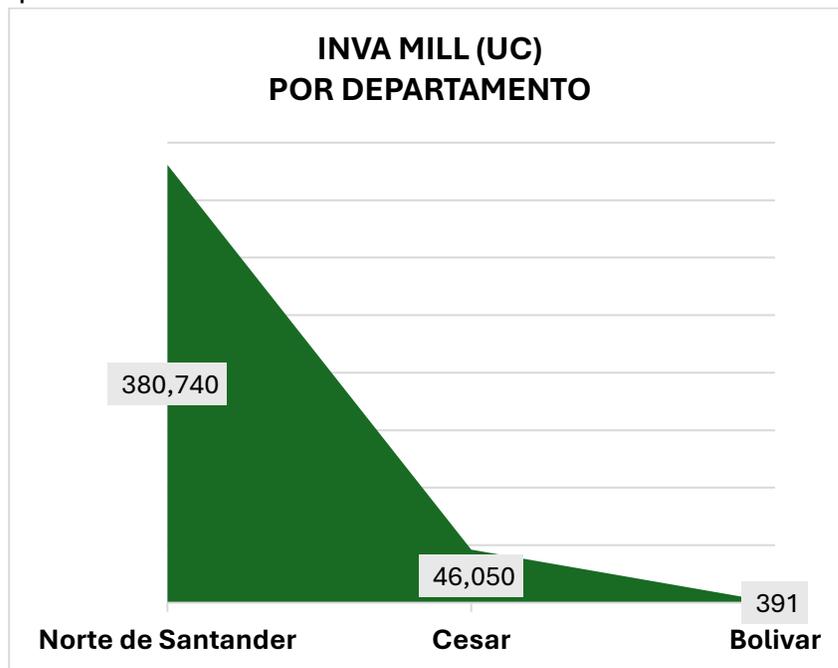


Ilustración 5. INVA por departamento (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

4.2 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Municipio

CENS cuenta con un plan aprobado que beneficiará a 40 municipios, con una mayor concentración de inversiones en Cúcuta (32%), seguido por Tibú (11%) y Aguachica (9%). El siguiente gráfico presenta la distribución del plan aprobado por municipio.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

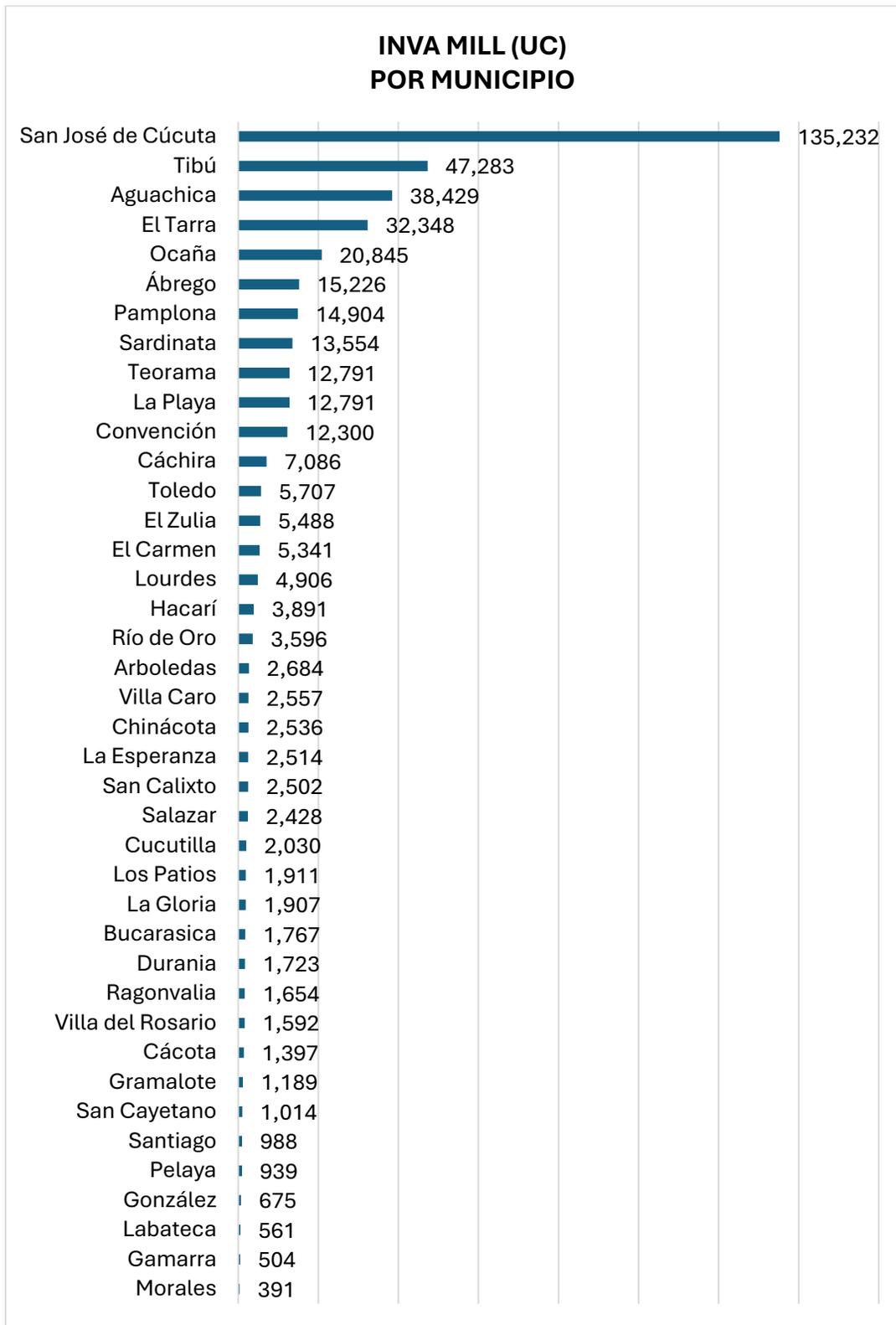
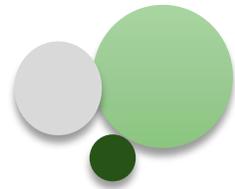
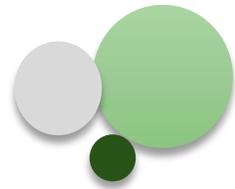


Ilustración 6. INVA por municipio (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)



4.3 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Regional

El plan de inversiones se distribuye en las 5 regionales del operador de red: Cúcuta, Ocaña, Tibú, Aguachica y Pamplona. La regional Cúcuta concentra la mayor asignación equivalente al 38% del total aprobado, seguida por Ocaña con (29%) y Tibú con (15%). A continuación, se presenta un gráfico con la distribución de inversiones por regional.

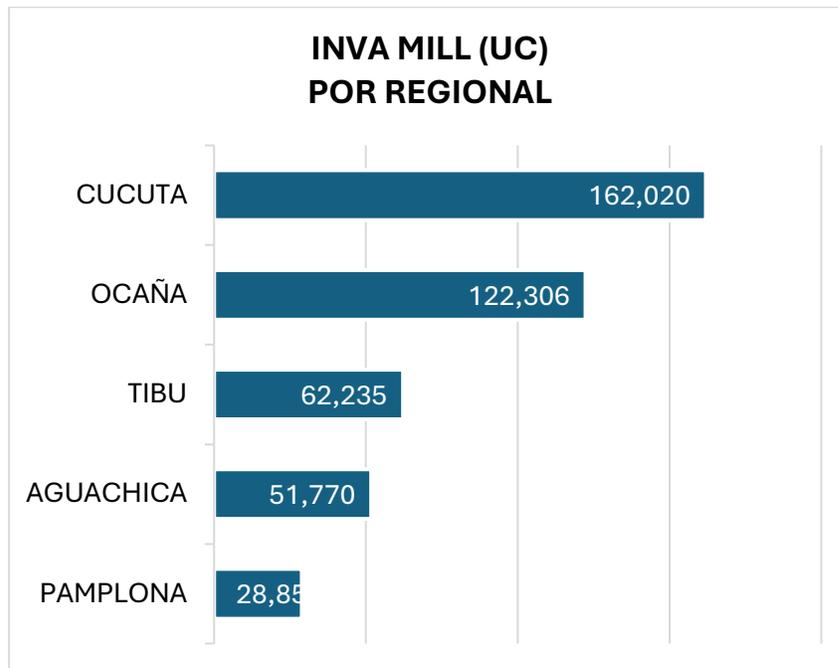


Ilustración 7. INVA por regional (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

4.4 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Nivel de Tensión

Las inversiones aprobadas se distribuyen en los cuatro niveles de tensión (NT1, NT2, NT3 y NT4), con una mayor concentración en el Nivel de Tensión 2 (NT2), que alcanza los 71,544 millones, representando el 43% del total. Estas inversiones están orientadas principalmente a la expansión y reposición de redes de distribución. En el Nivel de Tensión 4 (NT4) se aprobaron 76,444 millones (19%), enfocados en obras de control y comunicación en subestaciones. A continuación, se presenta la distribución de las inversiones por nivel de tensión.

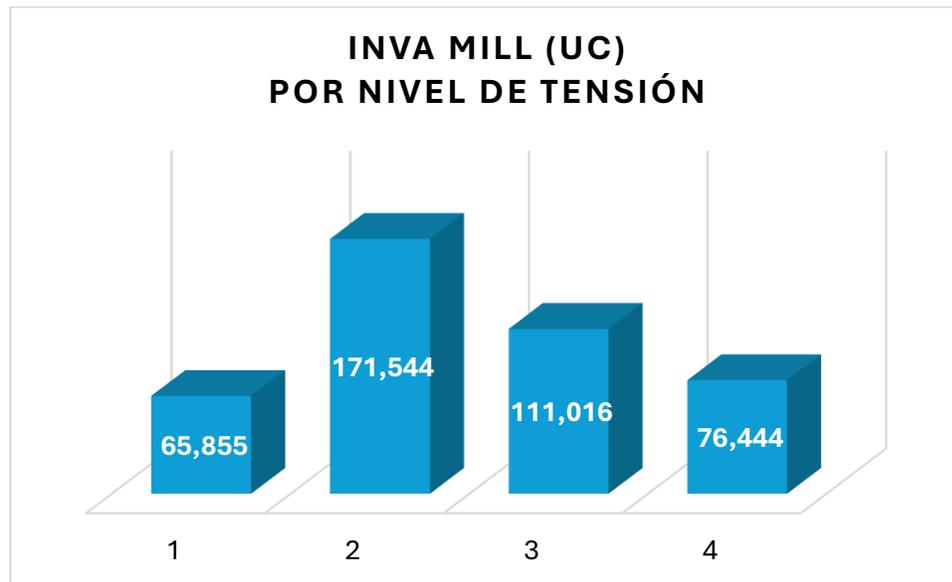
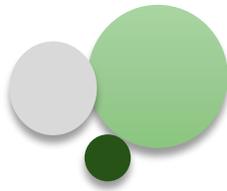


Ilustración 8. INVA por nivel de tensión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

4.5 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Tipo de Inversión

Las inversiones se clasificaron conforme a la Resolución CREG 015 de 2018, en las siguientes categorías:

- Tipo I: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.
- Tipo II: proyectos de inversión motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.
- Tipo III: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.
- Tipo IV: proyectos de inversión no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

A continuación, se presenta un gráfico con la distribución de inversiones por tipo.

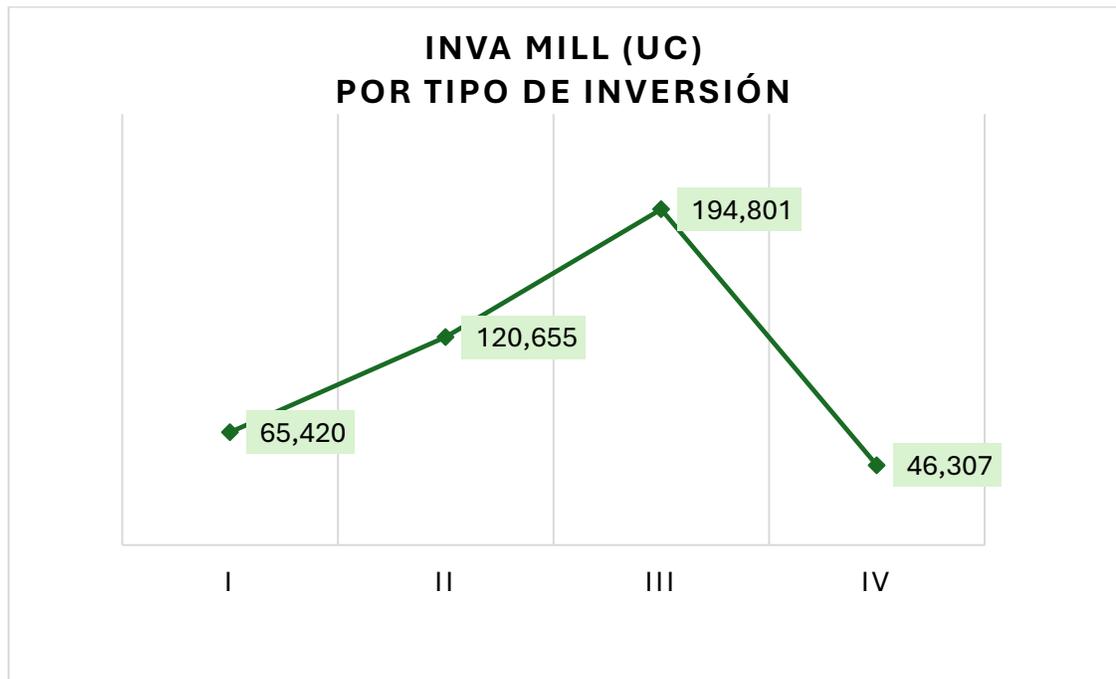
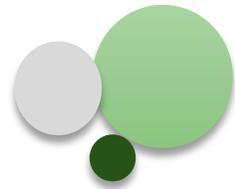


Ilustración 9. INVA por tipo de inversión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

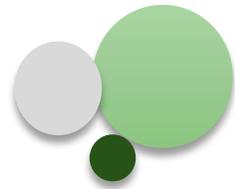
La distribución de las inversiones revela una orientación equilibrada entre la modernización de la infraestructura existente y la expansión del sistema eléctrico. El Tipo III, con la mayor asignación de recursos, y el Tipo I, corresponden a proyectos de reposición de infraestructura obsoleta o con fines de modernización, lo cual refleja una clara apuesta por fortalecer la confiabilidad y eficiencia del sistema actual.

Por otro lado, los proyectos Tipo II y Tipo IV están dirigidos a la instalación de nuevos activos, orientados a ampliar la cobertura a nuevos usuarios y fortalecer los enlaces entre subestaciones. Esta estrategia evidencia el compromiso de CENS con el crecimiento del sistema y la mejora continua en la calidad del servicio para sus usuarios actuales y futuros.

4.6 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Categoría de los activos

Se presenta el plan de inversiones aprobado por categoría, en la cual la mayor asignación fue líneas aéreas (categoría 7), que representó el 65% del total aprobado. La siguiente tabla detalla la inversión por categoría:

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Categoría		INVA Mill (UC)
1	Transformadores de potencia	21,670
2	Compensaciones	158
3	Bahías y celdas	16,865
4	Equipos de control y comunicaciones	11,673
5	Equipos de subestación	2,990
6	Otros activos subestación	3,930
7	Líneas aéreas	279,523
8	Líneas subterráneas	637
9	Equipos de línea	23,289
10	Centro de control	593
11	Transformadores de distribución	20,235
12	Redes de distribución	45,620
TOTAL		427,182

Ilustración 10. INVA por categoría (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

4.7 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Tema

Las inversiones se clasifican según los siguientes temas: expansión, reducción y mantenimiento de pérdidas, reposición y calidad del servicio, la cual representa el 64% del total aprobado. A continuación, se muestra un gráfico con la distribución de inversiones según el tipo de proyecto.

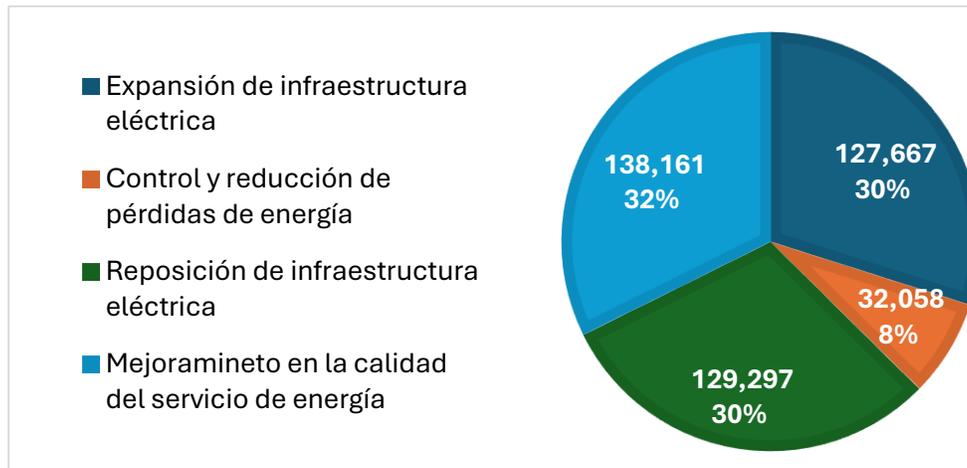
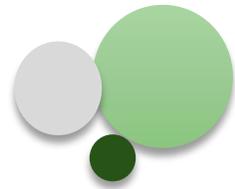


Ilustración 11. INVA por tema (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

5. Seguimiento de ejecución del plan de inversión 2024

Durante el 2024, CENS ejecutó el Plan de Inversiones Regulatorio por un total de 61,834 millones, con el objetivo de fortalecer la calidad y continuidad del servicio eléctrico. Estas inversiones estuvieron dirigidas a la reposición y modernización de



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

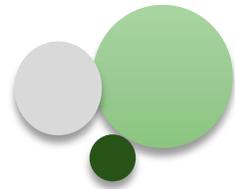
redes de distribución de media tensión, la renovación de infraestructura obsoleta, la expansión de la red para la construcción de enlaces y la conexión de nuevos usuarios, la modernización de subestaciones eléctricas, la optimización de la operación centralizada y la gestión eficiente de activos. A continuación, se detalla la ejecución del plan de inversiones 2024 por municipio, regional, nivel de tensión, categoría de los activos, tipo de inversión, temas y tipo de proyecto.

5.1 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Municipio

CENS desarrolló inversiones en los 47 municipios que conforman su área de prestación del servicio, con el objetivo fortalecer la infraestructura eléctrica y mejorar la calidad del suministro. A continuación, se presenta la distribución de estas inversiones por municipio.

Municipio	INVR MILL (UC)
CUCUTA URBANO	0.5
SAN ALBERTO	3
SAN MARTIN	5
SILOS	50
CUBARÁ	61
MUTISCUJA	67
GAMARRA	70
PELAYA	73
PUERTO SANTANDER	86
HERRAN	88
CHITAGA	100
SAN CAYETANO	133
VILLACARO	153
CACOTA	170
LA GLORIA	172
GONZALEZ	173
RAGONVALIA	226
LOURDES	258
DURANIA	268
MORALES	279
LA ESPERANZA	297
CUCUTILLA	318
LABATECA	332
SANTIAGO	382
GRAMALOTE	427
BUCARASICA	440
CACHIRA	445
LA PLAYA	471
EL CARMEN	508

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Municipio	INVR MILL (UC)
BOCHALEMA	512
TOLEDO	513
SAN CALIXTO	555
ARBOLEDAS	556
HACARI	678
LOS PATIOS	691
SALAZAR	728
EL TARRA	1,052
TEORAMA	1,125
CHINACOTA	1,418
RIO DE ORO	1,542
PAMPLONITA	1,565
CONVENCION	1,733
ABREGO	1,848
PAMPLONA	1,948
VILLA DEL ROSARIO	2,275
OCAÑA	2,334
AGUACHICA	2,457
TIBU	3,603
SARDINATA	5,439
EL ZULIA	10,498
CÚCUTA	12,712
Total	61,834

Ilustración 12. INVR por municipio (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

El gráfico evidencia que CENS realiza inversiones en gran parte de su área de influencia, Se destaca una mayor concentración de recursos en municipios como Cúcuta, El Zulia, Sardinata y Tibú, lo cual responde a su relevancia estratégica, alta densidad poblacional, necesidades técnicas de infraestructura, y la ejecución del proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV que se realizó en estos municipios. No obstante, también se realizaron inversiones significativas en municipios intermedios y rurales, demostrando el compromiso de CENS con el fortalecimiento del servicio, incluyendo zonas de difícil acceso y menor demanda.

5.2 Plan de Inversiones Regulatorio aprobado por Regional

La ejecución del plan de inversiones 2024 abarca las cinco regionales: la regional Cúcuta, recibió aproximadamente el 47% del total invertido. Le siguen las regionales Ocaña con un 19%, Tibú con un 15%, Pamplona con un 12%, y finalmente Aguachica, con un 6% del total.

A continuación, se presenta un gráfico con la distribución de inversiones por regional.

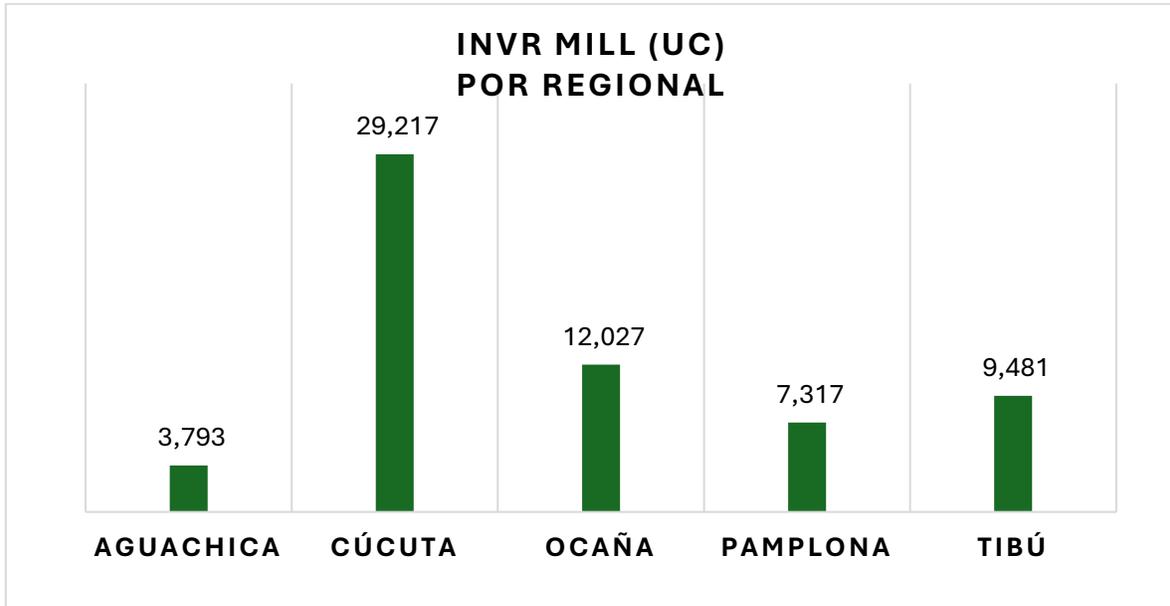
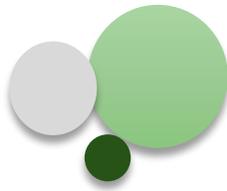


Ilustración 13. INVR por Regional (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

5.3 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Nivel de Tensión

Se presentan las inversiones ejecutadas por nivel de tensión, estas inversiones permiten atender redes de baja, media, y alta tensión, asegurando una operación eficiente y confiable en toda la cadena de distribución.

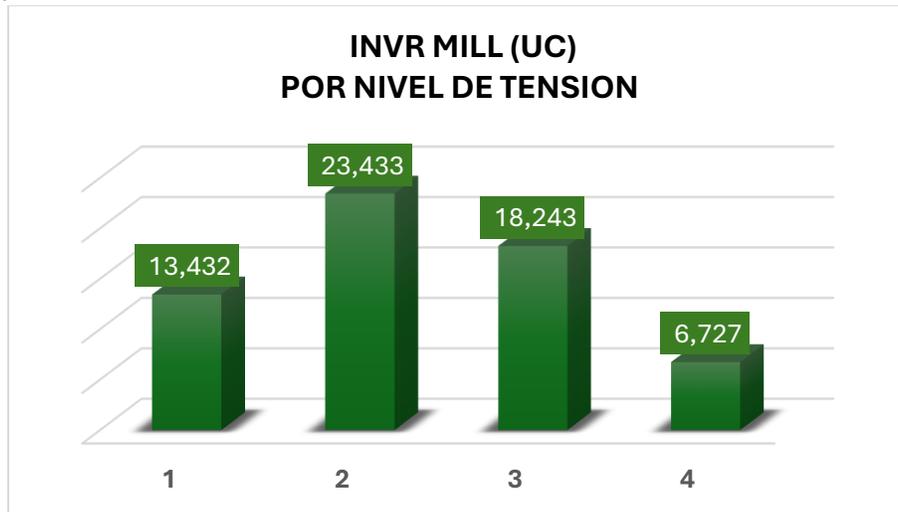
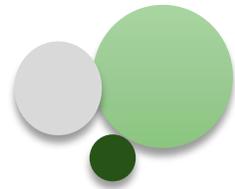


Ilustración 14. INVR por nivel de tensión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

Como se evidencia en el gráfico anterior, el mayor porcentaje de inversión se concentró en el nivel de tensión 2, en el cual se realizaron obras significativas como expansión de circuitos por 13.8kV, y reposición de transformadore de potencia los cuales prestan servicio por nivel de tensión 2.



5.4 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Categoría de los activos

Las inversiones realizadas por CENS se clasifican según la categoría de los activos intervenidos o adquiridos, según la CREG 015 de 2018. A continuación, se presenta el detalle de los recursos ejecutados por cada categoría.

Categoría		INVR Mill (UC)
1	Transformadores de potencia	2,475
3	Bahías y celdas	2,285
4	Equipos de control y comunicaciones	2,958
5	Equipos de subestación	329
6	Otros activos subestación	204
7	Líneas aéreas	34,048
8	Líneas subterráneas	338
9	Equipos de línea	5,765
11	Transformadores de distribución	5,782
12	Redes de distribución	7,649
TOTAL		61,834

Ilustración 15. INVR por categoría de activos (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

5.5 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Tipo de Inversión

A continuación, se muestran las inversiones clasificadas por Tipo de inversión conforme a la Resolución CREG 015 de 2018, Tipo I, II, III, y IV.

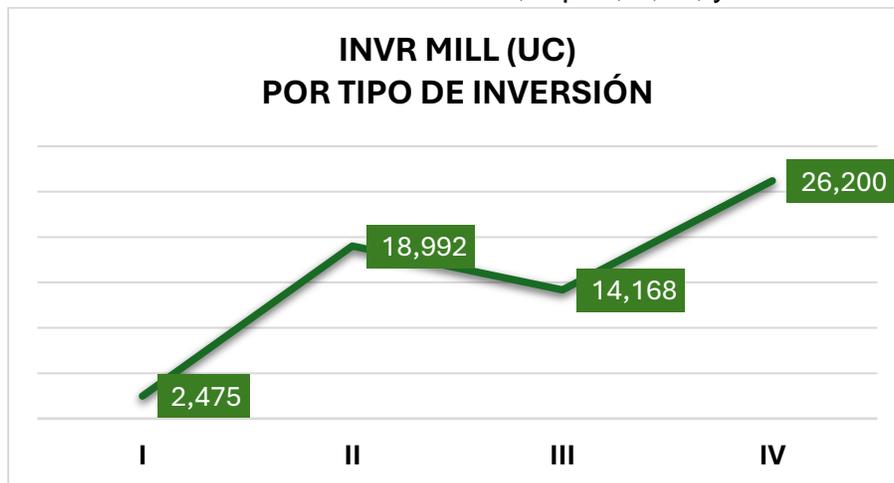
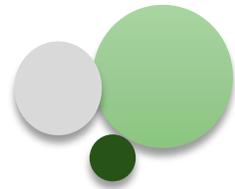


Ilustración 16. INVR por Tipo de inversión (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

El Tipo IV fue el que concentró la mayor ejecución de recursos, con una inversión de 26,200 millones. Este tipo de proyectos está orientado a la instalación de nuevos activos no asociados directamente a la demanda, como la automatización de redes,



lo cual contribuye significativamente a la mejora de la calidad del servicio, optimizando la comunicación entre subestaciones y el monitoreo en tiempo real del sistema eléctrico. Estas inversiones tienen un impacto directo en la reducción de indicadores de calidad como SAIDI y SAIFI.

5.6 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Proyectos del plan

Durante la ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio, se desarrollaron diversos proyectos estratégicos enfocados en la modernización, expansión y mantenimiento del sistema eléctrico, con el objetivo de mejorar la calidad del servicio, reducir pérdidas de energía y fortalecer la infraestructura de distribución.

Entre los proyectos más relevantes se destaca el mantenimiento de redes de distribución, con una inversión de 16,054 millones, orientado a garantizar la continuidad y confiabilidad del servicio. Le sigue la construcción de la nueva línea La Culebra – San Roque 34.5 kV, con una inversión de 15,628 millones, que representa un avance clave en la expansión de la red de transmisión regional.

También se resalta la reposición de redes de distribución 9,476 millones y la automatización de redes de CENS 6,281 millones, que han permitido optimizar la detección y atención de fallas, mediante la instalación de reconectores y 12km de fibra óptica, mejorando el monitoreo y la operación en tiempo real del sistema.

Otras inversiones significativas incluyen la reposición de subestaciones y líneas 4,372 millones, la gestión y control de pérdidas de energía 4,088 millones, y la compra de bienes futuros, que garantizan la sostenibilidad operativa del sistema.

Se ejecutaron además proyectos de electrificación rural 1.222 millones, y de expansión y normalización de redes, lo que permitió atender nuevas demandas y mejorar el acceso en zonas priorizadas. Finalmente, se incluyeron intervenciones en activos de uso propiedad de terceros y reposición de activos intercolombianos, completando así un portafolio de inversión integral y diversificado.

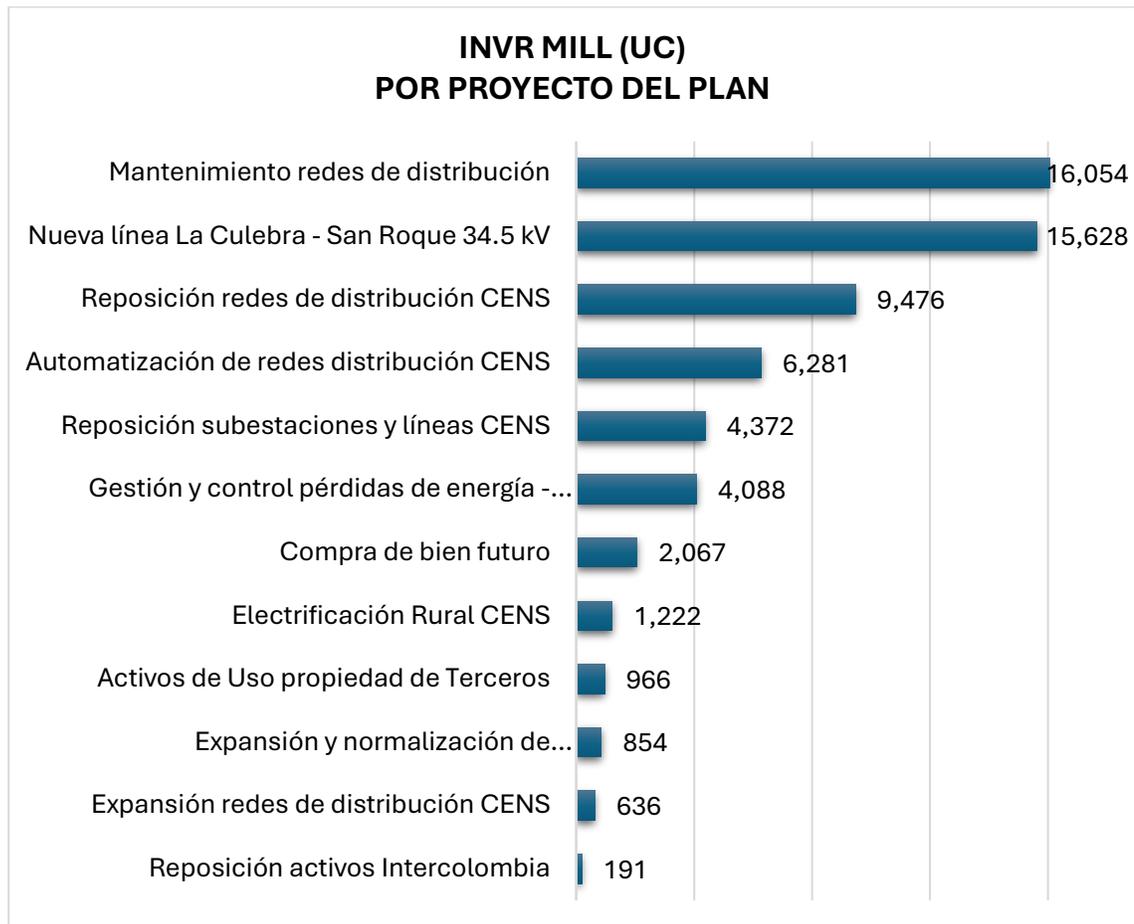
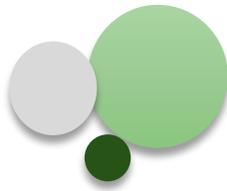


Ilustración 17. INVR por proyecto del plan (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

5.7 Plan de Inversiones Regulatorio ejecutado por Temas

A continuación, se muestra un gráfico con la distribución de inversiones según los temas:

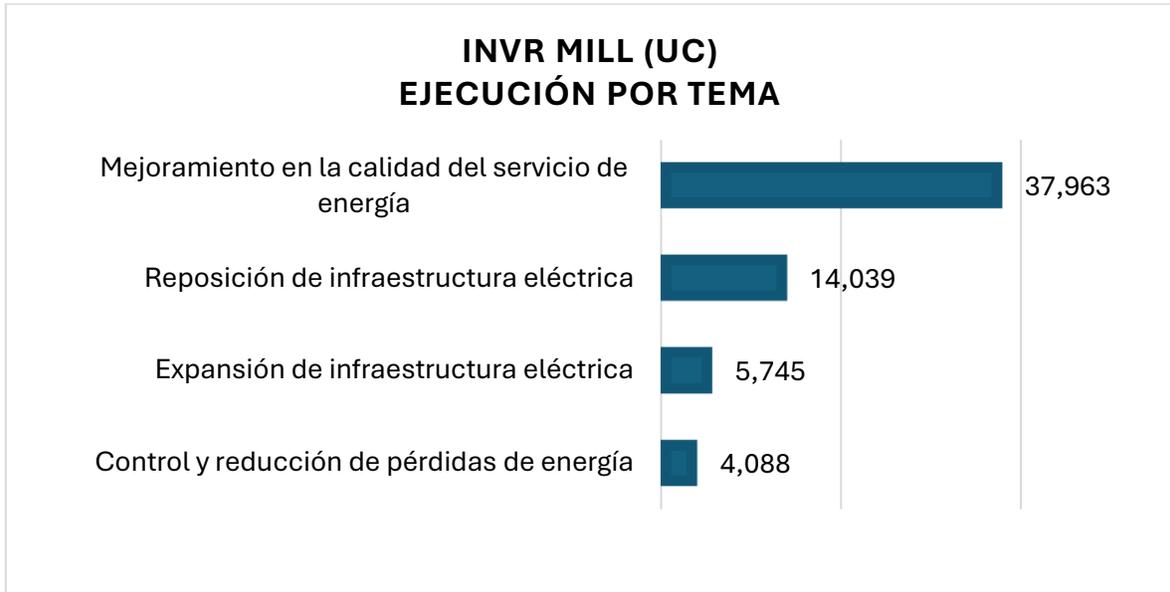
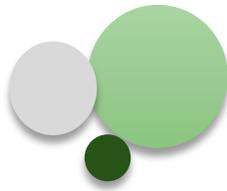


Ilustración 18. INVR por Temas (Valores constantes del 2017 en unidades constructivas)

6. Principales obras realizadas Plan de Inversiones Regulatorio 2024

A continuación, se presentan algunos de los proyectos ejecutados, junto con sus principales obras asociadas.

6.1 Electrificación rural

Descripción: El proyecto de electrificación rural tiene como objetivo principal ampliar la cobertura del servicio de energía eléctrica para 257 familias rurales del municipio de Ábrego, Norte de Santander, durante las vigencias 2023 - 2024.

Impacto: Este proyecto permite llevar energía eléctrica a comunidades rurales aisladas, mejorando la calidad de vida de sus habitantes. Además, facilita el acceso a servicios esenciales como salud y educación, y fomenta el desarrollo económico a través de nuevas oportunidades productivas y comerciales.

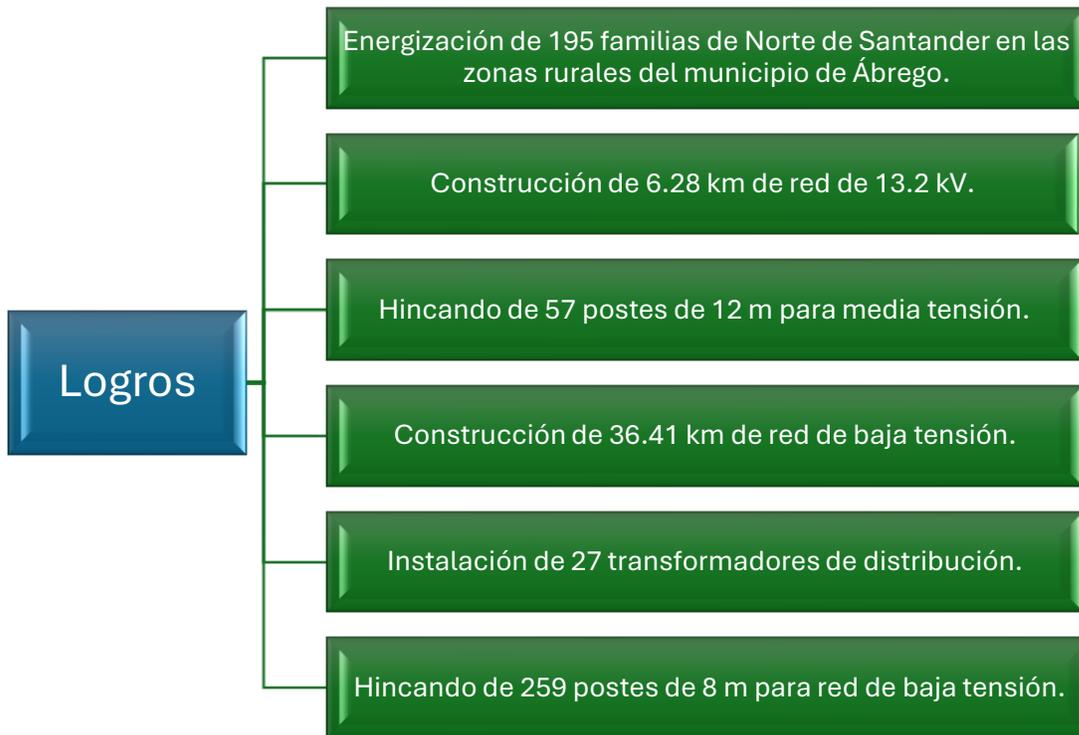
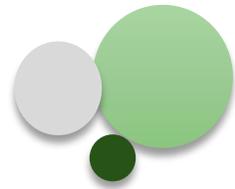
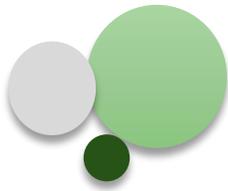


Ilustración 19. Logros en la ejecución del proyecto Electrificación Rural

Inversión: Durante la vigencia 2024, se ejecutaron inversiones por 1,223 millones en unidades constructivas. Gracias a esta inversión, 195 viviendas de familias en el municipio de Ábrego fueron energizadas, beneficiando directamente a sus habitantes.

A continuación, registro fotográfico de viviendas energizadas:



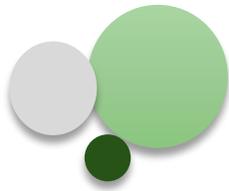
INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Ilustración 20. Foto 1 vivienda energizada



Ilustración 21. Foto 2 vivienda energizada



6.2 Mantenimiento de redes de distribución

Descripción: El mantenimiento de las redes de distribución es una actividad clave para garantizar la operación confiable del sistema eléctrico en la zona de influencia de CENS, que abarca 47 municipios, incluyendo aquellos ubicados en la región del Catatumbo. Este proceso incluye la reposición y optimización de infraestructura eléctrica, tales como postes, transformadores y otros componentes críticos del sistema de distribución.

Impacto:

- Mejora en la calidad y continuidad del servicio: Reducción de interrupciones y optimización de la estabilidad del suministro eléctrico en las áreas intervenidas.
- Disminución de fallas en el sistema eléctrico: Implementación de acciones correctivas y preventivas que fortalecen la confiabilidad de la red.
- Satisfacción del cliente: Atención oportuna y eficiente a las solicitudes de los usuarios relacionadas con desconexiones y fallas en el servicio.

Logros: Durante la vigencia 2024, se llevó a cabo la instalación de 457 transformadores de distribución y 3.215 postes en las cinco regionales de CENS, contribuyendo al fortalecimiento de la infraestructura eléctrica. A continuación, se presentan graficas con las cantidades instaladas:

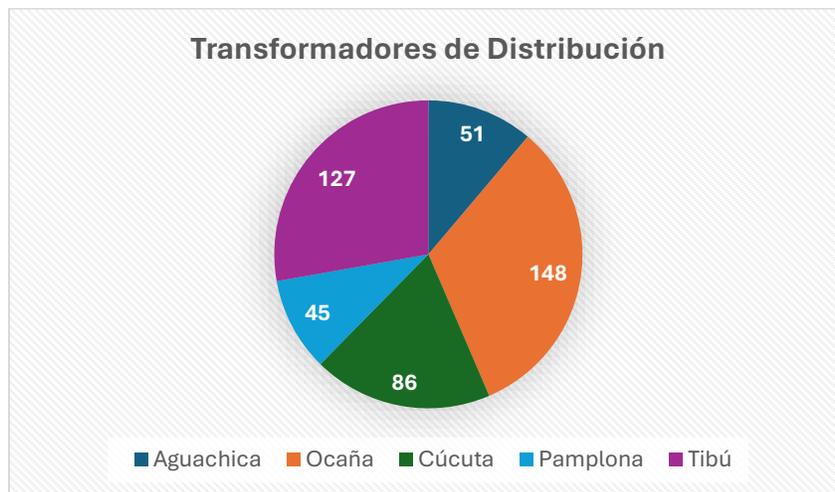
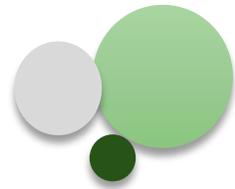


Ilustración 22. Transformadores de distribución instalados 2024



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

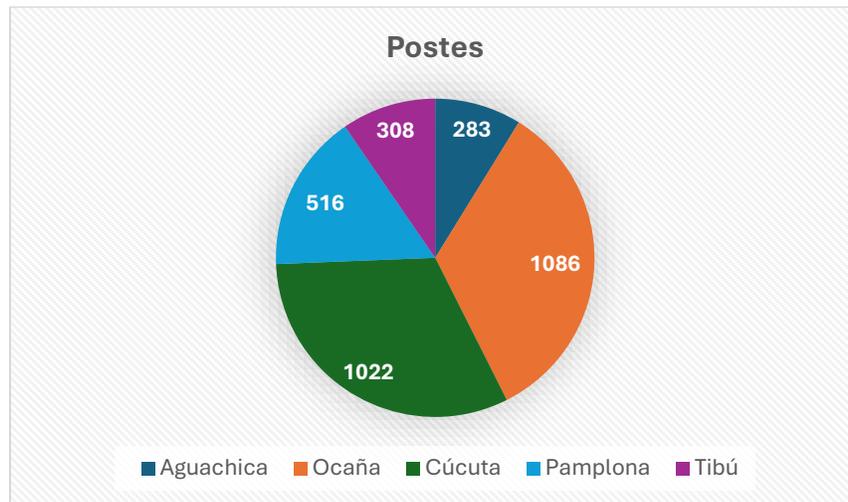


Ilustración 23. Postes instalados 2024

Inversión: En el año 2024, se ejecutó una inversión total de 16.117 millones en unidades constructivas, permitiendo la modernización y mejora de la infraestructura de distribución.

A continuación, se presenta un registro fotográfico de algunas de las obras ejecutadas:



Ilustración 24. Foto 1 hincado de poste e instalación de transformador

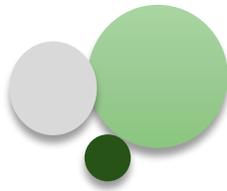


Ilustración 25. Foto 2 hincado de poste e instalación de transformador

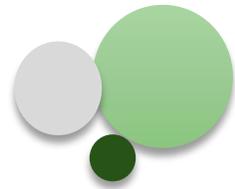


Ilustración 26. Foto 3 hincado de poste e instalación de transformador

6.3 Expansión y reposición de subestaciones eléctricas

Descripción: Los proyectos de Expansión y Reposición de Subestaciones y Líneas tienen como propósito fundamental garantizar la mejora continua en la calidad y confiabilidad del servicio de energía eléctrica, mediante la modernización y reposición de la infraestructura del sistema de transmisión y distribución.

Impacto: a continuación, se presentan algunos impactos con las obras realizada en los proyectos de Expansion y Reposicion de Subestaciones y Lineas.



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Mejora en la calidad y continuidad del servicio

Asegurar una prestación del servicio de energía eléctrica con altos estándares de calidad y confiabilidad.

Reducción de tiempos de interrupción y respuesta ante fallas en la red, beneficiando directamente a los usuarios.



Optimización de la infraestructura eléctrica

Garantizar que las subestaciones y líneas de transmisión cuenten con tecnología moderna y eficiente.

Cumplimiento de normativas técnicas y regulatorias, como la Resolución CREG 015 de 2018 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE).



Ampliación de la cobertura del servicio en el área de influencia

Facilitar la llegada de nuevos usuarios con el aumento de la capacidad de las subestaciones y alimentadores.



Sostenibilidad y cumplimiento ambiental Implementación de medidas de mitigación ambiental para reducir el impacto en suelos, atmósfera y ecosistemas locales.

Cumplimiento de requisitos ambientales exigidos por las autoridades competentes, garantizando un desarrollo responsable del proyecto. Impacto positivo en la comunidad

Ilustración 27. Impactos proyecto de Expansión y Reposición de Subestaciones y Líneas

Logros: a continuación, algunos de los logros en la ejecución del proyecto Expansión y Reposición de Subestaciones y Líneas.

- **Reposición del transformador de potencia de la Subestación La Gabarra:** Se realiza desconexión y retiro del transformador de potencia 34.5/13.8kV de 4MVA para realizar la reposición del transformador instalando uno de mayor capacidad. A continuación, algunas fotos de la actividad realizada:

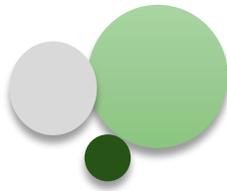


Ilustración 28. Foto 1 reposición del transformador de la SE La Gabarra

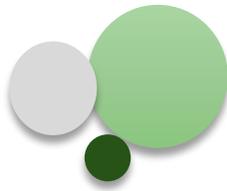


Ilustración 29. Foto 2 reposición del transformador de la SE La Gabarra

Inversión: esta obra fue ejecutada con un valor total en Unidades Construidas de 382,90 millones.

- **Reposición tablero de control y protección bahía de transformación en la Subestación San Mateo:** Se realiza la reposición y energización del tablero de control y protección de la bahía de transformación en la subestación San Mateo. Esta actividad se realiza con el objetivo de modernizar y asegurar el adecuado funcionamiento del sistema de protección y control de la bahía de transformación, permitiendo una operación segura y confiable de la subestación. Con la reposición del tablero se busca:
 - Mejorar la capacidad de supervisión, maniobra y protección de los activos eléctricos.
 - Prevenir fallas y minimizar los tiempos de respuesta ante eventos o contingencias.
 - Asegurar la continuidad del servicio de energía en la zona de influencia de la subestación.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



- Cumplir con los estándares técnicos y normativos vigentes en materia de protección eléctrica.



Ilustración 30. Foto 1 anterior tablero de control y protección SE San Mateo

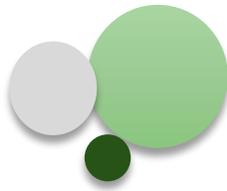


Ilustración 31. Foto 2 nuevo tablero de control y protección SE San Mateo

Inversión: esta obra fue ejecutada con un valor total en Unidades Construidas de 135,59 millones.

- **Reponer los transformadores de corriente de la bahía principal de la subestación Sardinata:** Se realizó la reposición de transformadores de corriente de la bahía principal de 13.8kV que consistió en el retiro de los transformadores antiguos y la instalación de nuevos transformadores de corriente que garantizan mediciones precisas y un funcionamiento confiable de los sistemas de protección asociados.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



La finalidad de esta intervención es mejorar la exactitud en la medición de corrientes y asegurar la respuesta adecuada de los relés de protección, previniendo fallas derivadas de equipos obsoletos o deteriorados.



Ilustración 32. Foto 1 Transformadores de corriente antiguos



Ilustración 33. Foto 2 Transformadores de corriente nuevos

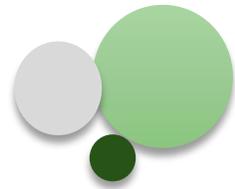
Inversión: esta obra fue ejecutada con un valor total en Unidades Construidas de 28,06 millones de pesos.

6.4 Nueva línea La Culebra - San Roque 34.5 kV

Descripción: El proyecto “Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV” se ejecutó en los municipios de Cúcuta (área rural), El Zulia y Sardinata. Contempló la

31

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

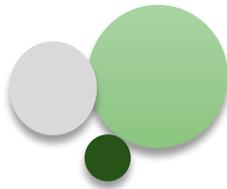


ampliación y normalización de la subestación Culebra 34.5/13.8 kV con una capacidad de 6MVA, la cual mantuvo la conexión con la red de 34.5 kV existente proveniente de la subestación Belén y adicionalmente se conectó a la subestación San Roque a través de la construcción de una bahía de línea y 26.87 km de red a nivel de tensión 34.5 kV. Este proyecto permite la prestación del servicio con calidad y confiabilidad a los usuarios del sector y la conexión de nuevos usuarios en especial los del sector minero-energético (carbón) y agricultor (palma de aceite), lo cual permitirá la generación de importantes recursos para la región, así como a la generación de empleos formales.

Impacto: El proyecto “Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV” tuvo un impacto significativo en la mejora de la calidad y confiabilidad del servicio eléctrico en los municipios de Cúcuta (zona rural), El Zulia y Sardinata, al fortalecer la infraestructura de media tensión mediante la ampliación de la subestación Culebra, la construcción de una bahía de línea y 26.87 km de red de 34.5 kV. Esta intervención permitió la conexión de nuevos usuarios, especialmente del sector minero-energético (carbón) y agrícola (palma de aceite), impulsando el desarrollo económico regional. Adicionalmente, la incorporación de reconectores y un canal de comunicaciones con fibra óptica para operación remota entre las subestaciones San Roque y Planta Zulia, modernizó la operación del sistema, aumentando su eficiencia, capacidad de respuesta y preparación para futuras demandas.

Logros e Inversión: a continuación, se presentan los logros obtenidos en la ejecución del proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV la cual tuvo una inversión total de 15,628 millones en valores constantes del 2017 de unidades constructivas.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Ampliación y normalización de la subestación Culebra 34.5/13.8 kV para una capacidad de 6 MVA

Construcción de una bahía de línea 34.5 kV tipo celda en la subestación San Roque.

Construcción de aproximadamente 26.87 km de red de nivel de tensión 34.5 kV en calibre e 394.5 MCM CANTON AAAC: 23.05 km en cable semiaislado y 3.82 en cable desnudo.

Ilustración 34. Logros obtenidos Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV



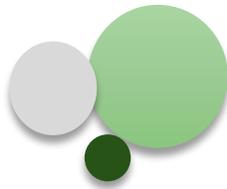
Reposición de 5.50 km de red aérea de un alimentador 13.8 kV para reconfiguración en doble nivel con la red de 34.5 kV construida.

Instalación de dos (2) reconectores para la implementación de un arreglo de reconectores 34.5 kV para conformación de una estación de Switchero para operación con las subestaciones San Roque y Planta Zulia.

Implementación de un canal de comunicaciones mediante 12.74 km de red de fibra óptica para la interconexión del sistema de comunicaciones de la subestación La Culebra y la estación de switchero.

Ilustración 35. Logros obtenidos Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



A continuación, se presentan algunos registros fotográficos de la ejecución del proyecto Foto 1 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV.



Ilustración 36. Foto 1 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV



Ilustración 37. Foto 2 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV



Ilustración 38. Foto 3 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV

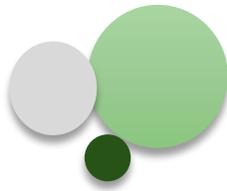


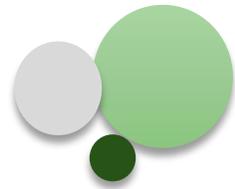
Ilustración 39. Foto 4 Proyecto Nueva Línea La Culebra – San Roque 34.5/13.8 kV

6.5 Automatización de redes de distribución

Descripción: Se desarrollaron importantes proyectos de automatización de redes mediante la instalación de redes troncales de fibra óptica, conectando distintas subestaciones estratégicas del departamento. Estas obras permiten mejorar la supervisión, el control remoto y la operación en tiempo real de la infraestructura eléctrica, lo que se traduce en una mayor eficiencia operativa, reducción de tiempos de respuesta ante fallas y mejora en los indicadores de continuidad del servicio.

Impacto:

- Interconexión por canal propio de dos subestaciones con niveles de tensión de 230 kV, 115 kV y 34.5 kV, lo cual permite:
- Mayor confiabilidad en la supervisión de los activos eléctricos críticos de CENS.
- Implementación de fibra óptica para la construcción del anillo óptico metropolitano y la conectividad de reconectores a lo largo de su recorrido.
- Optimización de la infraestructura existente, reduciendo costos y mejorando la eficiencia operativa.
- Aseguramiento de la conectividad de la red IT, garantizando el transporte de servicios asociados a la red corporativa y la conectividad de regionales y localidades.



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

- Fortalecimiento de la conectividad de las redes operativas para la supervisión de subestaciones y reconectores de CENS.
- Garantía de operación remota (Telecontrol) para la gestión de más de 66,000 usuarios en caso de eventos no programados, mejorando los indicadores de calidad del servicio.
- Generación de empleo local, fomentando la contratación de mano de obra en las áreas de impacto del proyecto.

Logros e inversión: La siguiente ilustración muestra los principales logros e inversiones en valores de unidades constructivas realizadas en la construcción de redes troncales ópticas, detallando los tramos intervenidos y los montos asociados.

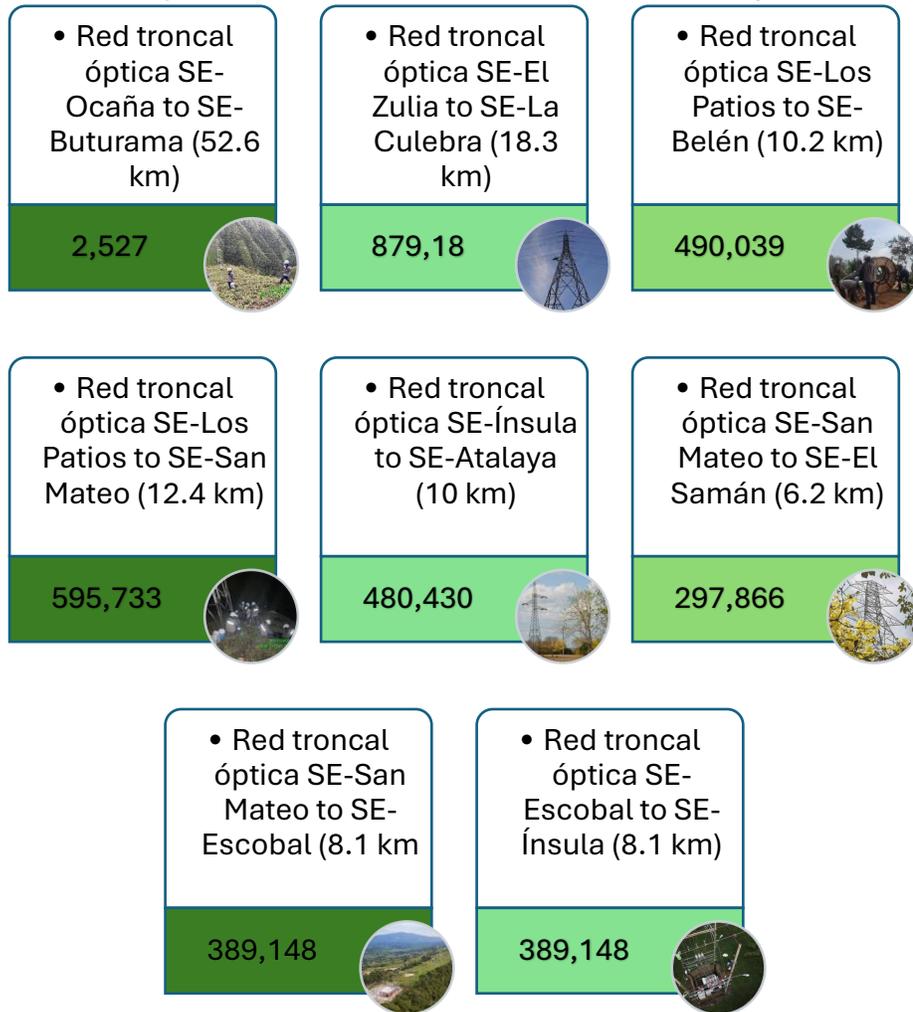


Ilustración 40. Logros e inversiones obras principales de Automatización de redes

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

A continuación, se presentan fotografías en la ejecución del proyecto.



Ilustración 41. Foto 1 Automatización de redes



Ilustración 42. Foto 2 Automatización de redes



Ilustración 43. Foto 3 Automatización de redes

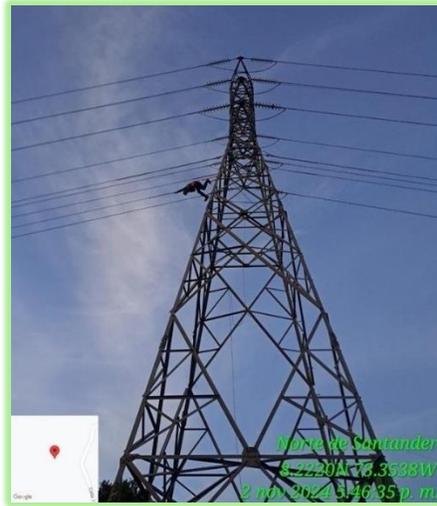
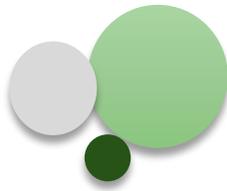


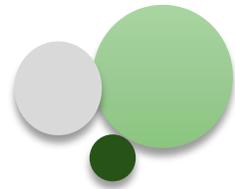
Ilustración 44. Foto 4 Automatización de redes

6.6 Expansión y reposición de redes

Descripción: Este proyecto consiste en la modernización, ampliación, optimización de la infraestructura eléctrica y construcción de enlaces que fortalecen las redes. Esto en zonas estratégicas del departamento, con el objetivo de mejorar la calidad, continuidad y confiabilidad del servicio de energía.

Impacto: La ejecución de las obras de reposición y enlaces en distintas zonas del departamento tuvo un impacto altamente positivo en la confiabilidad, continuidad y eficiencia del servicio de energía eléctrica, con beneficios directos para más de 42.000 usuarios y un efecto significativo en el desarrollo regional. En conjunto, estas intervenciones permitieron:

- Fortalecer la infraestructura eléctrica en municipios, con un enfoque especial en corredores estratégicos como Cúcuta – Pamplona y zonas rurales de difícil acceso.
- Aumentar la confiabilidad del sistema, reduciendo las interrupciones no programadas y mejorando los indicadores de calidad del servicio.
- Mejorar la eficiencia operativa, disminuyendo los costos asociados a fallas y reduciendo el tiempo de respuesta ante eventos en la red.
- Garantizar la continuidad del servicio, especialmente en zonas con alta demanda o históricamente vulnerables a cortes de energía.



- Asegurar la proyección del crecimiento de la demanda, permitiendo que la red se adapte a nuevas cargas y expansiones residenciales, comerciales e industriales.

Estas acciones reflejan una gestión eficiente y proactiva de la infraestructura eléctrica, orientada a la modernización de la red y al cierre de brechas en la prestación del servicio. Además, las inversiones, que superan los 3.273 millones en unidades constructivas a diciembre de 2017, constituyen un paso firme hacia un sistema eléctrico más robusto, resiliente y alineado con las necesidades actuales y futuras del territorio.

Logros e Inversión: Se ejecutaron importantes obras de expansión y reposición de redes de distribución. Estas intervenciones permitieron atender el crecimiento de la demanda, incrementar la confiabilidad del sistema y optimizar la eficiencia operativa en áreas urbanas y rurales estratégicas.

La siguiente ilustración presenta los principales proyectos desarrollados, junto con la inversión estimada para cada uno de ellos, destacando su impacto en la continuidad del servicio y la satisfacción de los usuarios.

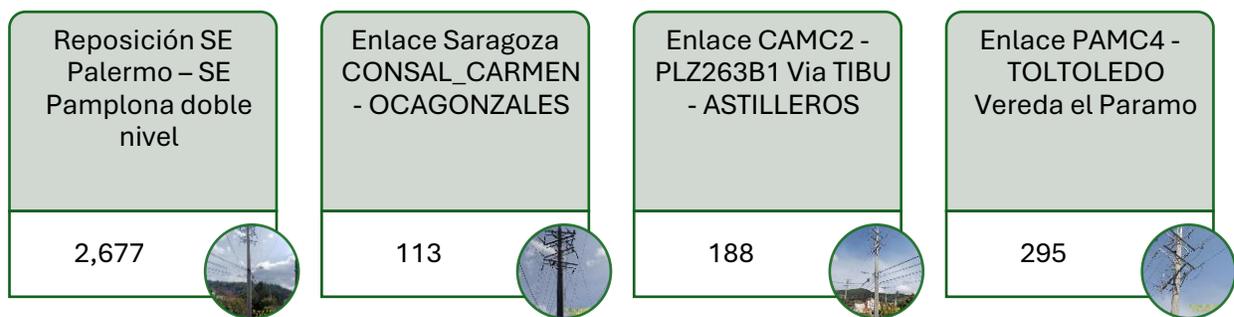


Ilustración 45. Logros e inversión de expansión y reposición de redes de distribución

7. Avance en el cumplimiento de metas

A continuación, se mostrará un avance en el cumplimiento de las metas propuestas presentando los indicadores con corte a diciembre del año 2024.

7.1 Ejecución Plan del Inversiones Regulatorio

A continuación, se presentan las metas de inversión vs ejecutado en los últimos 5 años.

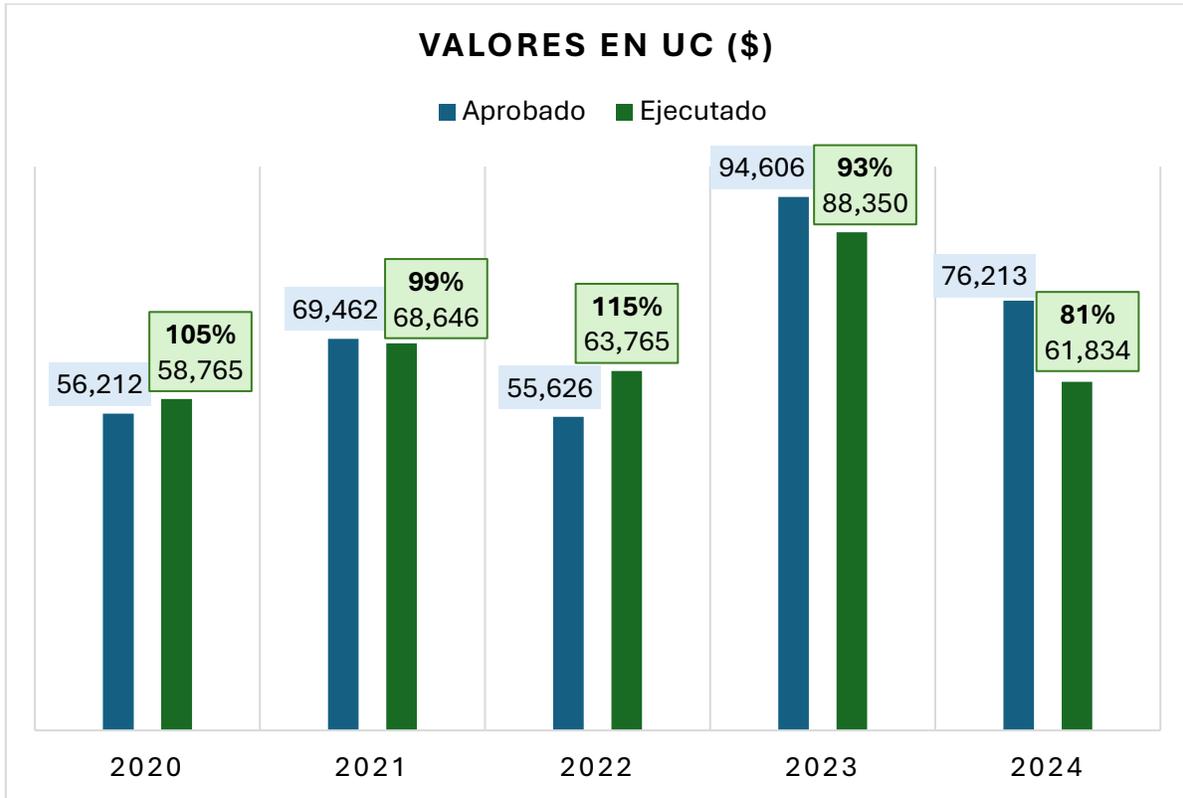
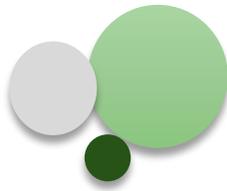
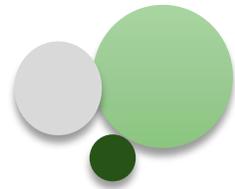


Ilustración 46. Metas y ejecución del Plan de inversión Regulatorio 2020-2024

Durante el periodo 2020–2024, las inversiones regulatorias ejecutadas por CENS han mostrado un desempeño sostenido, con un promedio de cumplimiento superior al 90% frente a los valores aprobados. El año 2022 se destaca como el de mayor nivel de ejecución, alcanzando el 115%.

En 2020 y 2021, la ejecución superó o igualó las metas aprobadas, con un 105% y 99% respectivamente.

Para el año 2024, la ejecución registrada hasta la fecha alcanza un 81% del valor aprobado, lo cual indica un avance significativo en la implementación del plan.



7.2 Cumplimiento del CRR

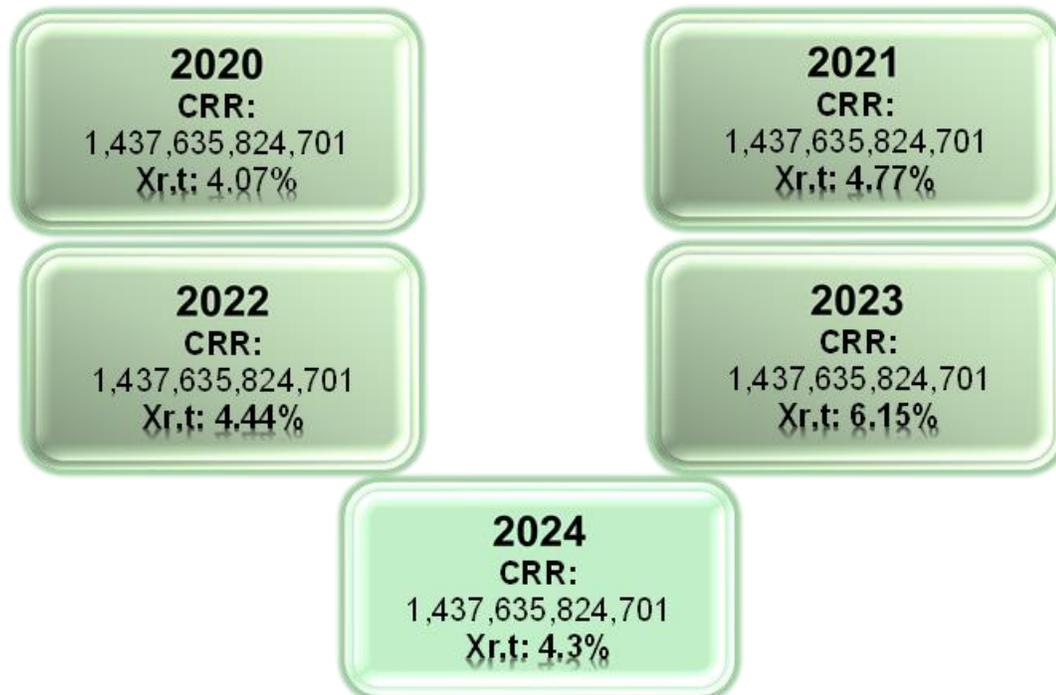


Ilustración 47. Xr,t 2020-2024

El valor del CRR se modificó con la resolución 138 de 2021 mediante la cual nos ajustaron este valor por el aumento de la base de activos al incluir los activos del año 2018.

7.3 Gestión pérdidas de energía

La gestión de pérdidas de energía es una de las prioridades estratégicas para garantizar la sostenibilidad técnica y financiera del sistema de distribución. Este componente del plan busca identificar, controlar y reducir tanto las pérdidas técnicas como las no técnicas, mediante la implementación de acciones correctivas, modernización de infraestructura, uso de tecnología y estrategias de monitoreo continuo. A través de esta gestión, se busca optimizar el uso de la energía, reducir impactos económicos negativos y mejorar la calidad del servicio prestado a los usuarios. A continuación, se presentan las metas para los 5 años del plan.

7.3.1 Metas propuestas para los 5 años del plan de reducción y mantenimiento de pérdidas

A continuación, se presentan las metas del plan, y metas propuestas en control de cambios de perdidas:

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

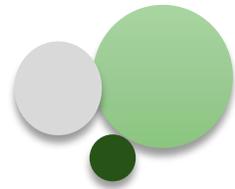


Tabla 2. Metas de plan de pérdidas

	2023	2024	2025	2026	2027
IP REGULATORIO	12.81%	12.63%	12.44%	12.25%	12.06%
ENERGÍA	20.1 Gwh	18.75 Gwh	16.07 Gwh	15.31 Gwh	15.31 Gwh
PIR	7.544 millones	7.415 millones	4.296 millones	4.221 millones	3.978 Millones
UC'S	5.675	4.476	2.900	2.855	2.662

Tabla 3. Metas propuestas en control de cambios

A continuación, se muestra la ejecución IP y Energía 2019-2024:

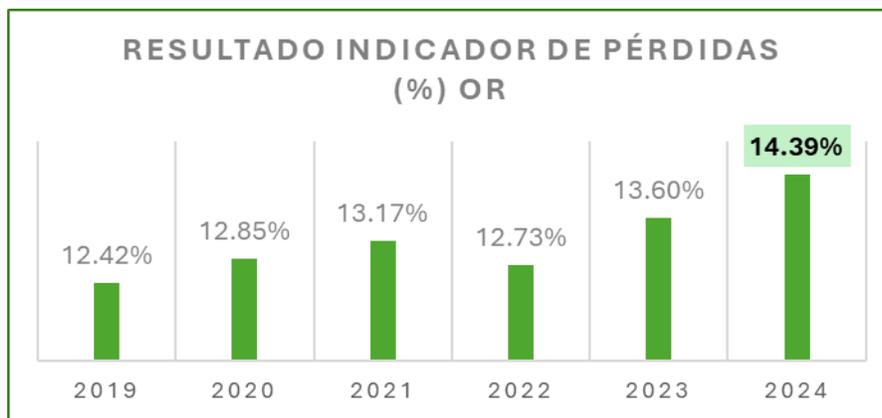


Ilustración 48. Indicador de pérdidas (%)

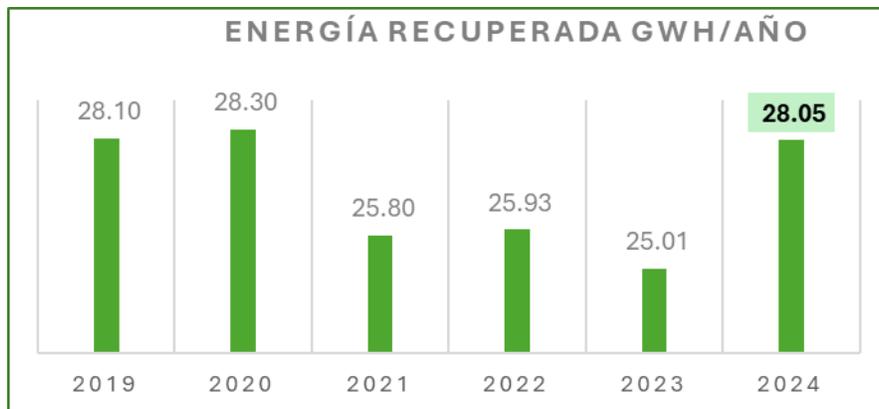
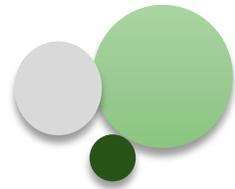


Ilustración 49. Energía recuperada Gwh/año



7.3.2 Cumplimiento IP 2024

En diciembre de 2024, el índice de pérdidas de energía de Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS) alcanzó el 14.39 %, lo que representa un aumento del 0.84 % en comparación con noviembre. Durante este mes, el consumo de energía creció un 4.7% (8.86gwh), alcanzando un total de 197.23gwh. Sin embargo, la energía de salida o entregada a los usuarios disminuyó un 1.59% (2.72gwh), quedando en 167.94gwh.

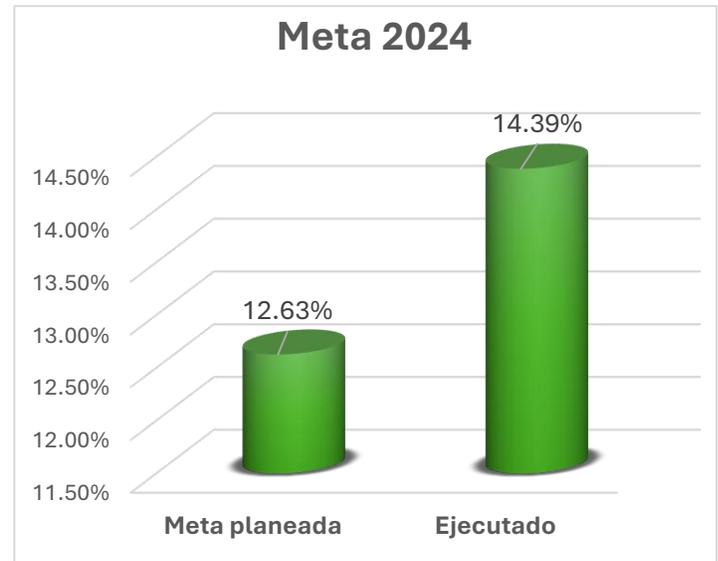
Este comportamiento estuvo influenciado principalmente por dos segmentos del mercado:

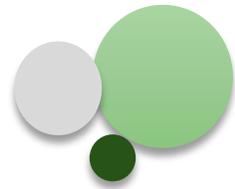
- Mercado No Regulado (MNR): tuvo un aumento del 2.33 % (0.75 gwh).
- Mercado Regulado (MR): sufrió una reducción del 4.71 % (5.94 gwh).

En términos de pérdidas, hubo un incremento del 10.15% con respecto a diciembre de 2023 (2.7gwh más). Estos resultados evidencian la necesidad de reforzar estrategias y acciones que permitan recuperar energía de manera sostenible y garantizar el cumplimiento de los objetivos operativos de la empresa, en noviembre presentamos 24.23%, estando en el 14.44%.

7.3.3 Principales actividades desarrolladas en 2024 gestión pérdidas

A continuación, se presentan las actividades desarrolladas en el año 2024 por parte de gestión de perdidas:



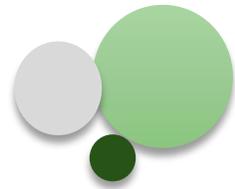


- Recuperación de energía operativa de **20.49 GWh/Año**
- Instalación de **6** equipos combinados
- Vinculación de **4,398** usuarios totales (AHS y Dispersos)
- Instalación de **443** Macromedidores
- 74,117** revisiones
- Reposición de **1,156** Macromedidores
- Vinculación de **1,758** usuarios en Asentamientos Humanos (AH)
- Construcción y remodelación total de redes de **41km** (MT: 8.42km, BT: 9.35km y Montaje Integral: 23.23km)



Ilustración 50. Principales actividades de Gestión y reducción de perdidas

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



• AH 8 DE MARZO – EL TARRA

DESCRIPCIÓN	Ejecutado	Avance %
Postería	49	100%
Red Primaria MT (Km)	0,641	
Red Secundaria BT (Km)	12,09	
Instalación de Trafos	4	
Energización de Trafos	4	
Gabinetes	12	
Instalaciones Internas	133	
Energización de Usuarios	137	

Usuarios N	Energía
137	11,508 kWh/mes

TERMINADO



• AH VISTA HERMOSA – EL TARRA

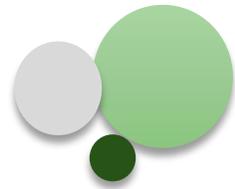
DESCRIPCIÓN	Ejecutado	Avance %
Postería	26	100%
Red Primaria MT (Km)	0,282	
Red Secundaria BT (Km)	7,633	
Instalación de Trafos	3	
Energización de Trafos	3	
Gabinetes	9	
Instalaciones Internas	98	
Energización de Usuarios	121	

TERMINADO



Usuarios	Energía
121	10,164 kWh/mes

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



• AH 1° ABRIL – FILO GRINGO

DESCRIPCIÓN	Planeado	Ejecutado	Avance %
Postería	34	34	100%
Red Primaria MT	0,515	0,534	
Red Secundaria BT	5,880	8693	
Instalación de Trafos	4	4	
Energización de Trafos	4	4	
Gabinetes	7	7	
Instalaciones Internas	61	95	
Energización de Usuarios	61	95	

TERMINADO

Usuarios	Energía
95	7.980 kWh/mes



• SECTORES INTERVENIDOS POR REDES 2024

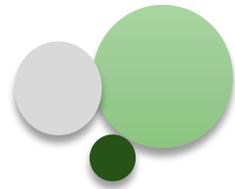
DESCRIPCIÓN	Ejecutado
Postería	75
Red Primaria MT (Km)	0,309
Red Secundaria BT (Km)	17,25
Instalación de Trafos	7
Energización de Trafos	5
Gabinetes	23
Instalaciones Internas	72
Energización de Usuarios	181

- 3T04685 – 3T05508 T2 – 3T05539 T1 VDA EL HOYO – ABREGO
- 3T01557 – EL TARRA
- 3T01254 VDA QUEBRADILLAS
- 3T02449 – EL TARRA
- 3T04610 – EL TARRA
- 3T00255 SAN PABLO
- 3T049509 SAN PABLO
- 3T01700 – 3T05575 SAN PABLO
- 3T00615 TABACAL
- 3T01495 CARTAGENITA
- 3T01917 VDA LLANA BAJA.
- 3T01000 LAS MERCEDES
- 3T01290 ASERRIO



8. Calidad del servicio

A continuación, se muestran las metas regulatorias propuestas y los indicadores SAIDI y SAIFI para el año 2024:



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

8.1 Metas regulatorias propuestas para el año 2024 del plan calidad

A través de la Resolución CREG 501 099 de 2024, la comisión definió las metas de calidad medía para el año 2024 del OR CENS quedando de la siguiente manera:

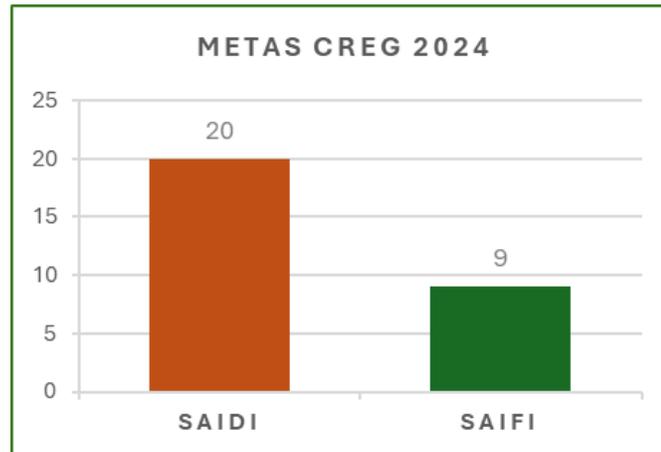


Ilustración 51. Metas SAIDI y SAIFI

8.2 Indicador SAIDI

Alcanzamos una mejora en SAIDI superior al 18% respecto al 2023, superando la meta establecida por el regulador, logrando una mejora significativa en la duración promedio de interrupciones por usuario debido a que se desarrollaron proyectos estratégicos orientados a la modernización de redes y subestaciones, si como la incorporación de tecnología para la automatización, logrando mayor confiabilidad en la operación del sistema eléctrico.

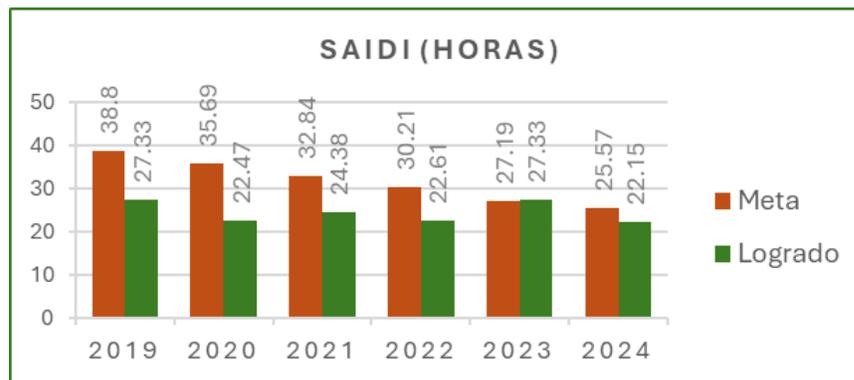
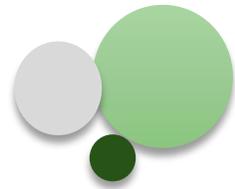


Ilustración 52. Indicador SAIDI

8.3 Indicador SAIFI

El SAIFI disminuyó más de 8% respecto al 2023 y se consolida como un indicador estable superando las metas de largo plazo establecidas por la CREG por quinto



INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

año consecutivo, mostrando un desempeño estable de mejora continua, reflejando un manejo eficiente de las incidencias en la red.

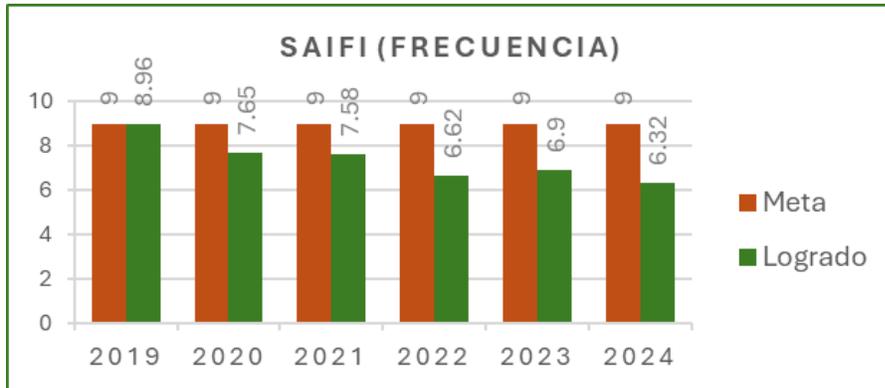


Ilustración 53. Indicador SAIFI

Como estrategia de mejora continua de la calidad del servicio brindada a nuestros usuarios y con el fin de dar cumplimiento con las exigencias en cuanto a calidad del servicio establecidas por el regulador, CENS creó el Plan Calidad Mejoramiento en Media Tensión, reduciendo a su vez, las compensaciones y energía no suministrada. En este propósito se establecieron acciones puntuales sobre la red de distribución y se realizó seguimiento de estas a fin de garantizar que los indicadores de discontinuidad estén dentro de los valores de referencia dados por la Resolución.

CENS debe mantener un equilibrio óptimo entre sus costos de inversión, operación, mantenimiento de la calidad del servicio que proporciona a sus usuarios, por ello, el Plan Calidad Mejoramiento Media Tensión, tiene como base la aplicación de la metodología de criticidad dada por la dirección de gestión de activos, que permite determinar, los circuitos con mayor aporte a los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI, para la implementación de acciones que van apalancar el cumplimiento de las metas establecidas para dichos indicadores.

9. Desviaciones del plan de inversión

Durante la ejecución del plan de inversiones 2024 se presentaron desviaciones en su ejecución, motivados principalmente por las siguientes causas:

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024

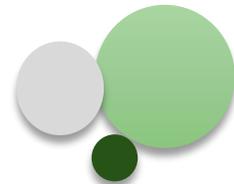


Tabla 4. Causa de desviaciones

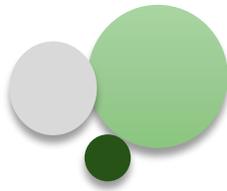
Número	Causa	Observación
1	Cambios en la demanda proyectada	Cambios en la demanda hacen que el proyecto ya no sea necesario
2	Fuerza mayor o Mantenimiento correctivo	Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC
3	Sobrecostos en la ejecución del proyecto	El proyecto tuvo un costo mayor al esperado, lo cual ocasionó un recorte en el alcance del proyecto
4	Licencias ambientales	Inconvenientes al gestionar y conseguir las licencias ambientales necesarias para la ejecución completa del proyecto
5	Ajustes administrativos	Decisión administrativa de la empresa
6	Ajustes en el diseño	El proyecto presento cambios debido al diseño propuesto para la obra
7	Necesidad por franja de Pérdidas	Priorización de obras sobre circuitos cuyo análisis de pérdidas indicaba una intervención inmediata
8	Redes Propiedad de Tercero	Construcción de redes de uso por parte de particulares reportadas en el plan de inversiones
9	Cambio alcance del proyecto	Construcción de obras adicionales debido a que, durante el replanteo, se identificaron viviendas adicionales sin servicio de energía.

A continuación, se presentan las causas de la desviación identificadas para los proyectos ejecutados del plan de inversiones y el monto total de desviación.

Tabla 5. Desviaciones Plan de Inversión 2024 (Valores en Millones- Precios constantes 2017)

Nombre del proyecto	Causa de la desviación	INVR Desviado	INVR Planeado
Activos de Uso propiedad de Terceros	8	966	
Automatización de redes distribución CENS	5	5,984	296
Compra de bien futuro	5	509	1,557
Electrificación Rural CENS	9	1,222	
Expansión redes de distribución CENS	6	174	462
Expansión y normalización de subestaciones media tensión.	5	854	
Gestión y control pérdidas de energía - CENS	7	82	4,005
Mantenimiento redes de distribución	2	965	15,089

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



Nombre del proyecto	Causa de la desviación	INVR Desviado	INVR Planeado
Nueva línea La Culebra - San Roque 34.5 kV	6	3,898	11,386
Reposición activos Intercolombia	5	191	344
Reposición redes de distribución CENS	6	763	8,713
Reposición subestaciones y líneas CENS	5	2,858	1,513
TOTAL		18,468	43,367

A continuación, se presenta un gráfico que muestra la ejecución del Plan de Inversiones Regulatorio por nivel de tensión (NT1 a NT4), desagregando los valores en dos componentes: ejecución planificada (INVR Planeado) y ejecución desviada (INVR Desviado).

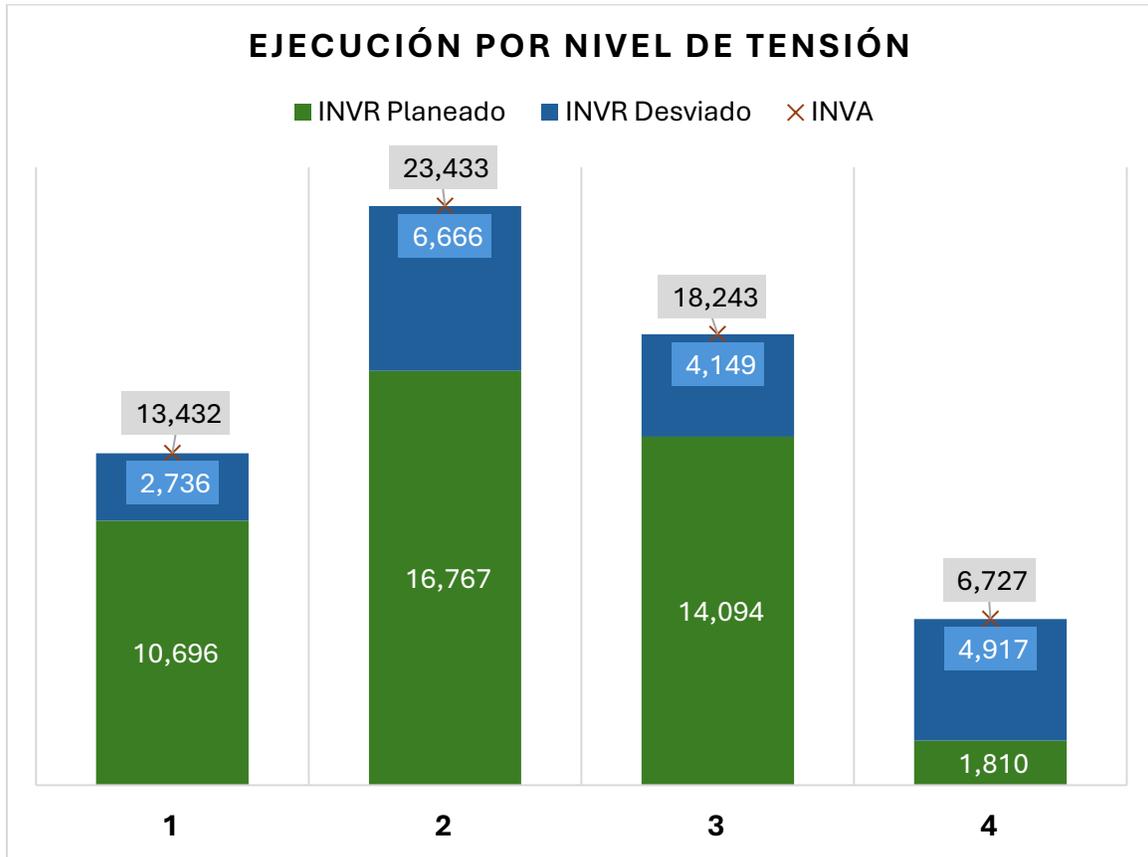
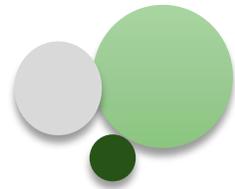


Ilustración 54. INVR planeado y desviado por nivel de tensión



10. Gestión de activos

Ante los requisitos regulatorios de la Resolución CREG 015 de 2018, Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A E.S.P. obtuvo la certificación de su Sistema de Gestión de Activos (SGA) con base a la norma ISO 55001:2014, otorgada por la firma BVQI COLOMBIA LTDA. Para la implementación, sostenimiento y mejora continua del sistema Gestión de Activos CENS ha establecido una hoja de ruta para la vigencia 2024 apalancada por la Alta Dirección y por los procesos que gestión el ciclo de vida de los activos.

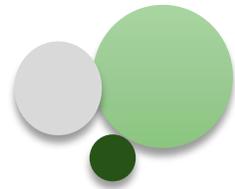
En esta hoja de ruta, se definen actividades específicas para la implementación efectiva de los requisitos de la Norma ISO 55001, con el propósito de mantener la certificación ante un organismo acreditado y garantizar una operación eficiente en el ciclo de vida del activo. Esto se logra mediante la incorporación de nuevas prácticas y estrategias que permitan mejorar su eficiencia, calidad, seguridad y capacidad para tomar decisiones informadas en busca de preservar y mejorar el valor de los activos de forma sostenibles con criterios de evaluación del costo, riesgos, oportunidades y desempeño.

En el presente documento, según lo requerido en la Circular CREG 024 de 2020, se consolida la información del avance de la hoja de ruta durante la vigencia 2024. La cual contiene: el seguimiento de la línea base o punto de partida identificado partir del diagnóstico, síntesis del plan de trabajo, avances en su ejecución, inversiones realizadas y la estrategia para facilitar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución de CENS.

El indicador de nivel de madurez se mide a través del resultado del diagnóstico del sistema de gestión de activos de CENS con base al cumplimiento de los requisitos de la norma ISO 55001:2014. Para la evaluación, se toma como referencia los resultados de conformidades y hallazgos identificados en la auditoría de certificación al sistema de gestión de activos de CENS realizada por la firma externa BVQI COLOMBIA LTDA, y a partir de lo anterior, se realiza una ponderación de los numerales evaluados y se determina el nivel de madurez de gestión de activos aplicado para el año 2024.

El mantenimiento de la certificación del SGA de CENS refleja el nivel de madurez de GA en un estado de "Competencia" en la escala de madurez (3.0), en la medida que puede demostrar que cumple de manera sistemática y consistente con los requisitos relevantes establecidos en la ISO 55001.

INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN REGULATORIO 2024



A continuación, se presentan los resultados generales del diagnóstico al Sistema de Gestión de Activos (SGA) de acuerdo con los requisitos de la norma ISO 55001 y según el cumplimiento de los procesos del ciclo de vida del activo. En la siguiente ilustración se muestran los resultados en el periodo 2017 – 2024, evidenciando el crecimiento del grado de madurez a través de los años.

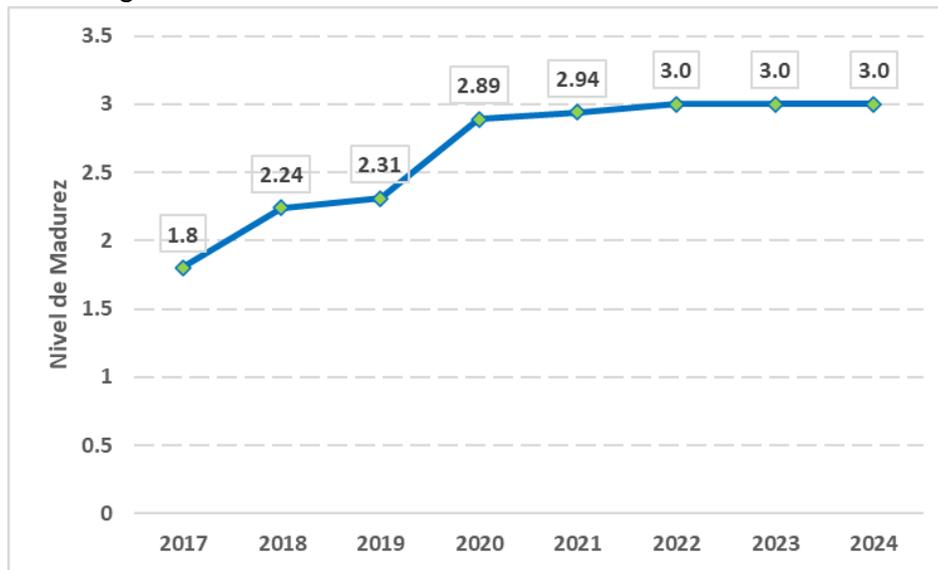


Ilustración 55. Resultado grado de madurez 2017-2024

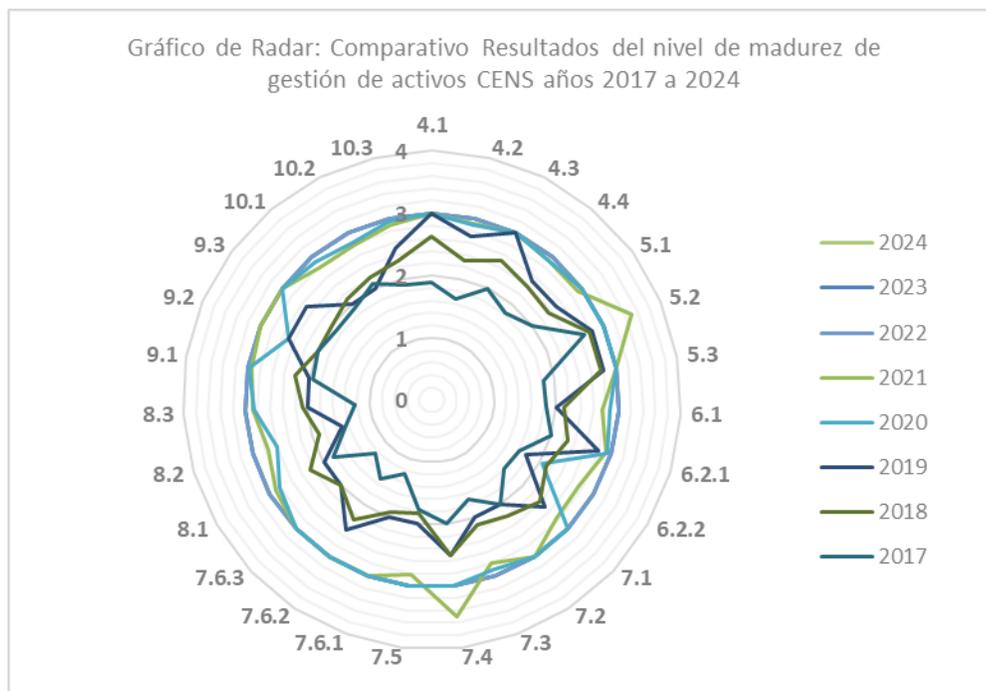


Ilustración 56. Gráfico radar comparativo requisitos del grado de madurez de gestión de activos 2017-2024