

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

DOCUMENTO SOPORTE SEGUIMIENTO PLAN DE INVERSIÓN 2020 CREG 015 DEL 2018

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA
MARZO DEL 2020

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

INFORME DE EJECUCIÓN PLAN DE INVERSIÓN 2020

**UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA
MARZO DEL 2020**

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2020

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. RESUMEN EJECUTIVO	1
2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	3
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION.....	4
3.1. ÁREA DE INFLUENCIA	4
3.2. ACTIVOS OPERADOS.....	5
3.3. CANTIDAD DE USUARIOS	5
3.4. PROYECCION DE USUARIOS PARA LOS AÑOS 2021 - 2025.....	7
3.5. DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA	7
3.6. INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO	9
3.7. INDICADORES PERDIDAS DE ENERGIA.....	11
3.8. SOLICITUDES DE CONEXIÓN RELEVANTES	12
4. RESUMEN PLAN DE INVERSIÓN.....	13
4.2. PLAN DE INVERSIÓN POR ÁREA GEOGRÁFICA	14
4.3. PLAN DE INVERSIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN	18
4.4. PLAN DE INVERSIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN.....	18
4.5. PLAN DE INVERSIÓN POR CATEGORÍA DE ACTIVOS	19
4.6. PROYECTO EXPANSIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS.....	21
4.7. PROYECTO REPOSICIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN	22
4.8. PROYECTO REPOSICIÓN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN.....	25
4.9. PROYECTO PARA MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO	27
4.10. PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS.....	29
4.11. PROYECTO COMPRA DE BIEN FUTURO	31
4.12. PROYECTO REPOSICIÓN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CENS.....	32
4.13. PROYECTO REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS CENS 115 KV.....	33
4.14. PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN GAMARRA 34.5 KV	34

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2020

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Activos operados por el OR CENS a corte de diciembre de 2020	5
Tabla 2. Usuarios proyectados 2021 – 2025 OR CENS	7
Tabla 3. Demanda máxima de potencia ocurrida en 2020	8
Tabla 4. Demanda máxima de energía ocurrida en 2020	8
Tabla 5. Proyección demanda de potencia máxima (MW)	8
Tabla 6. Proyección demanda de energía eléctrica (GWh)	8
Tabla 7. Compensaciones totales a los usuarios en 2020 por Grupo de Calidad	11
Tabla 8. Resumen plan de inversiones 2020 por tipo de proyectos	13
Tabla 9. Proyectos terciarios de Expansión redes de distribución	21
Tabla 10. Proyectos terciarios de Reposición redes de distribución	22
Tabla 11. Proyectos Reposición transformadores de distribución	25
Tabla 12. Proyectos terciarios para mejoramiento de la calidad de servicio.....	27
Tabla 13. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía 2020.....	29
Tabla 14. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por Nivel de Tensión.....	29
Tabla 15. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por Regional	30
Tabla 16. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por municipio	30
Tabla 17. Ejecución Compra de bien futuro para el año 2020	31
Tabla 18. Proyectos compra de bien futuro desagregado por condominio	31
Tabla 19. Ejecución Reposición subestaciones y líneas para el año 2020	32
Tabla 20. Ejecución Reposición subestaciones y líneas por Regional para el año 2020	32
Tabla 21. Ejecución Línea Belén - Ínsula 115 Kv para el año 2020	33
Tabla 22. Unidades constructiva Línea Belén - Ínsula 115Kv planeado año 2020.....	33
Tabla 23. Unidades constructiva Línea Belén - Ínsula 115Kv ejecutado año 2020.....	33
Tabla 24. Ejecución Nueva subestación Gamarra 34.5 kV para el año 2020.....	34
Tabla 25. Activos Nueva subestación Gamarra 34.5 kV ejecutado año 2020.....	34

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2020

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

	Pág.
Ilustración 1. Indicadores Socioeconómicos Norte de Santander 2020.	2
Ilustración 2. Área de cobertura del OR CENS.....	4
Ilustración 3. Total usuarios a diciembre del 2020 por Regional.....	5
Ilustración 4. Total usuarios a diciembre del 2020 por Municipio.....	6
Ilustración 5. Total usuarios a diciembre del 2020 por Tipo.....	7
Ilustración 6. Indicadores SAIDI & SAIFI acumulado año 2020	9
Ilustración 7. Resultados vs Meta de los SAIDI y SAIFI año 2020.....	10
Ilustración 8. Metas de Calidad del Servicio 2021 - 2025.....	10
Ilustración 9. Proyección del indicador de pérdidas (técnicas y no técnicas) 2021-2025 ...	11
Ilustración 10. Solicitudes proyectos de generación a diciembre del 2020 al OR CENS	12
Ilustración 11. Ejecución plan de inversiones 2020 por tipo de proyecto.....	14
Ilustración 12. Ejecución plan de inversiones 2020 por Regional	14
Ilustración 13. Plan de Inversión Meta vs Ejecutado 2020 por Regional.....	15
Ilustración 14. Plan de Inversión planeado 2020 por municipio	16
Ilustración 15. Ejecución plan de inversiones 2020 por municipio.....	17
Ilustración 16. Plan de Inversión 2020 por Tipo de Inversión	18
Ilustración 17. Plan de Inversión Planeado 2020 por tipo de inversión	19
Ilustración 18. Plan de Inversión Ejecutado 2020 por tipo de inversión.....	19
Ilustración 19. Plan de Inversión 2020 planeado por categorías de activos.....	20
Ilustración 20. Plan de Inversión 2020 ejecutado por categorías de activos	20
Ilustración 21. Expansión Redes Distribución ejecutadas por Regional 2020.....	21
Ilustración 22. Expansión Redes Distribución ejecutadas por municipio 2020	22
Ilustración 23. Reposición Redes Distribución ejecutadas por municipio 2020	23
Ilustración 24. Reposición Redes Distribución ejecutadas por regional 2020	24

Ilustración 25. Reposición Transformadores Distribución ejecutadas por regional 2020.... 25

Ilustración 26. Reposición Transformadores Distribución ejecutadas por municipio 2020 26

Ilustración 27. Mejoramiento Calidad del servicio ejecutadas por municipio 2020 28

Ilustración 26. Mejoramiento Calidad del servicio ejecutadas por Regional 2020 29

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2020

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1. Diagrama unifilar General de cada una de las subestaciones que conforman el sistema eléctrico de CENS.

Anexo 2. Costos socio - ambientales y de servidumbres plan de inversión 2020.

Anexo 3. Informe Cierre de Brechas y avance SGA 2020.

1. RESUMEN EJECUTIVO

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. ESP – CENS como Operador de Red, presta el servicio de energía eléctrica en 40 municipios del Norte de Santander, 7 municipios en el Sur del Cesar y 1 municipio en el Sur de Bolívar. El área de cobertura donde el OR CENS hace presencia se caracteriza por ser un entorno complejo enmarcado por la presión e influencia de la crisis venezolana, cuya imagen más visible es la difícil situación que enfrentan los migrantes, un alto desempleo e informalidad laboral lo que deriva en condiciones socioeconómicas críticas para la población donde la pobreza y la inseguridad se elevan a niveles superiores al promedio nacional.

Por otra parte la dinámica de conflicto histórica que se presenta en el Catatumbo se ha extendido hacia la frontera con Venezuela y el Área Metropolitana de Cúcuta derivado del actuar de los grupos armados ilegales en torno al narcotráfico y al contrabando generando un aumento del impacto humanitario en la población colombiana y venezolana, ruptura del tejido social y afectación de los procesos organizativos debido a las agresiones a líderes sociales; aumento de la violencia y la reconfiguración de las alianzas y disputas en los municipios del Catatumbo y la zona de frontera de Cúcuta, Villa del Rosario y Puerto Santander.

Además de lo anterior el 2020 representó un desafío inesperado asociado a la pandemia de COVID 19. Como resultado en la región se generó un aumento en los índices de desempleo, pobreza, disminución de los ingresos de las familias, producto de la suspensión de actividades comerciales e industriales por varios meses. Norte de Santander cerró el 2020 con 46.512 casos confirmados, 2.387 muertes, ubicándose como el noveno departamento con mayor cantidad de casos; la capital del departamento concentró la mayor cantidad de casos con un total de 31.774.

Estas particularidades del entorno dificultan la operación del OR CENS, generando retrasos en la ejecución de los proyectos aumentando la cartera y las pérdidas de energía. CENS ha determinado estrategias para lograr la adaptabilidad en los territorios donde hace presencia, y en el 2020 los esfuerzos se vieron abocadas no solo a invertir en infraestructura para garantizar la seguridad energética de la región, sino también implementar estrategias de alivio y ayuda a clientes y usuarios con el fin de garantizar el suministro de energía y ofrecer mecanismos de recaudo acordes a la coyuntura y a las particularidades del territorio con criterios de innovación, digitalización, automatización, servicios y estrategias de cercanía y fortalecimiento del relacionamiento con clientes y usuarios.

CENS, cumpliendo las ordenanzas de las diferentes entidades territoriales en relación con las circunstancias presentadas por la pandemia COVID-2019, logró ejecutar en el año 2020 un total de \$67,963 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Inversiones que permitieron, entre otras cosas, atender el crecimiento de la demanda, la mejora en los índices de calidad del servicio, la gestión para el control y recuperación de pérdidas de energía y la implementación de nuevas tecnologías.



Ilustración 1. Indicadores Socioeconómicos Norte de Santander 2020.

2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Para atender el crecimiento de la demanda, la operación segura y eficiente del sistema eléctrico, la disminución de la cantidad de veces y duración de las desconexiones del suministro de energía, la gestión para el control y recuperación de pérdidas de energía, la implementación de nuevas tecnologías, todo lo anterior con criterios de seguridad, calidad y confiabilidad; se ejecutó un plan de inversiones en la infraestructura que cumpliera la regulación vigente descrita en la resolución CREG 015 de 2018 en los 47 municipios donde CENS tiene influencia.

Las necesidades identificadas para inversión en infraestructura tienen origen en diferentes fuentes, tanto internas como externas de CENS, y criterios empleados. Principalmente se originan de diagnósticos del sistema de distribución, proyecciones de demanda, criterios de expertos, análisis de cargabilidad, mejoras operacionales, señales de los entes gubernamentales (CREG, UPME, gobernación, alcaldías, etc.), entre otros.

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

Conforme lo establecido en el capítulo 6 de la resolución CREG 015 del 2018, CENS como operador de red, ejecuto inversiones catalogadas en cuatro tipos de inversiones, los cuales buscan servir a nuevos usuarios, mejorar las condiciones del servicio de los usuarios actuales y optimizar la operación segura y confiable de la infraestructura existente. Los proyectos Tipo I y II, son motivados por la atención de la demanda atendiendo las necesidades de nuevos usuarios, mitigando restricciones del sistema en cuanto a la capacidad nominal, operacional y técnica de los activos. Los proyectos tipo III, buscan disminuir riesgos de desatención de la demanda a razón de la antigüedad y vulnerabilidad de los activos, con reposición de activos para el mejoramiento en la prestación del servicio de energía. Por último, se encuentran los proyectos tipo IV, están direccionados a la instalación de activos nuevos para el mejoramiento de la calidad del servicio, control y recuperación de pérdidas de energía no técnicas y la implementación de nueva tecnología, en este último encontramos inversiones en software para la Gestión de Activos.

La planeación de proyectos de inversión en infraestructura, cumplen con el ciclo identificación de la necesidad, análisis de alternativas, estudio de la conveniencia de la inversión, formulación del proyecto y selección de la mejor alternativa con una relación beneficio costo de cara a país superior a 1.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE DISTRIBUCION

El sistema eléctrico de CENS se encuentra conectado al Sistema Interconectado Nacional – SIN, a una tensión de 220 kilovoltios a través de las subestaciones Ocaña, San Mateo y Belén, posterior, el Sistema de Transmisión Regional – STR a 115 kilovoltios y el Sistema de Distribución Local – SDL a 34.5 y 13.8 kilovoltios, permiten la transferencia y transformación de la energía. También existen intercambios de potencia a través de las fronteras comerciales en Toledo y Samoré con InterColombia y con el Operador de Red ESSA, en San Alberto por (34.5 kV); todo lo anterior para ser consumida por los usuarios finales.

3.1. ÁREA DE INFLUENCIA

CENS atiende la demanda de 47 municipios de la siguiente manera, el total de los municipios del departamento Norte de Santander (40), 6 municipios en el sur del departamento del Cesar (Aguachica, Gamarra, Gonzales, La Gloria, Pelaya y Rio de Oro), y el municipio de Morales en el sur del departamento de Bolívar.

Operativamente, CENS está dividido en cinco regionales que son: Cúcuta, Ocaña, Aguachica, Pamplona y Tibú. Adelante en la ilustración 2. podemos observar la distribución geográfica de las regionales.

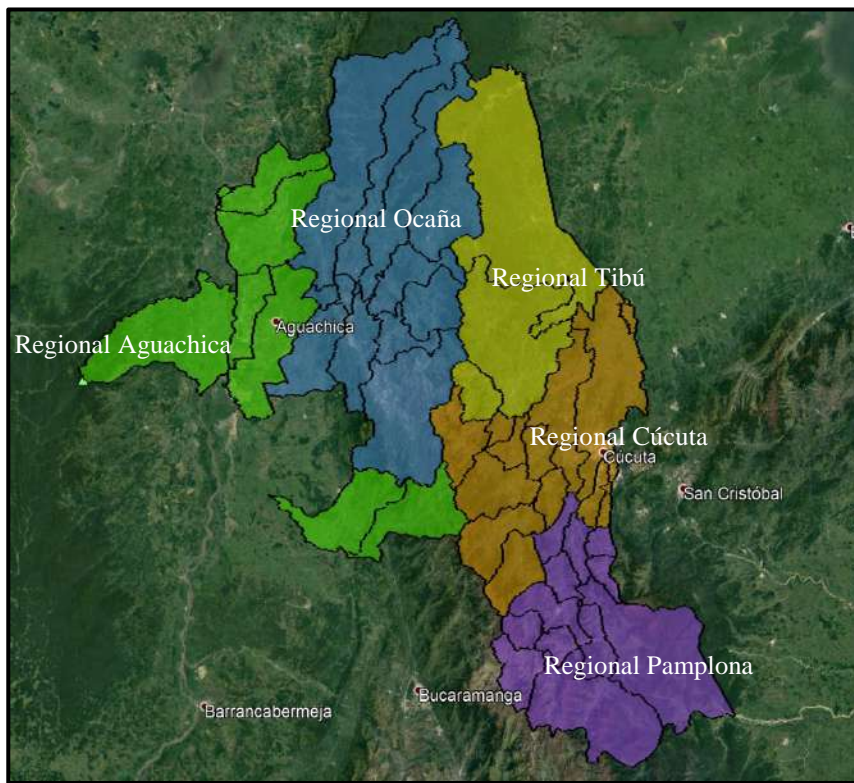


Ilustración 2. Área de cobertura del OR CENS.

3.2. ACTIVOS OPERADOS

El Sistema de Distribución Local – SDL permite atender la demanda en el área de cobertura de CENS con la operación de 40 subestaciones, de las cuales, 12 subestaciones sirven al Sistema de Transmisión Regional – STR. La interconexión del sistema se realiza con aproximadamente 387 km de Líneas de Transmisión a una tensión de 115 kV, 568 km a tensión de 34.5 kV y 11.778 km a tensión de 13.2 kV.

Los 11.778 km de red pertenecientes a 115 alimentadores 13.2 kV, permiten alimentar 21,860 Transformadores de distribución, equivalente a 1029 MW de capacidad instalada, los cuales convierten la energía a un nivel de tensión normalizado para ser suministrada a los usuarios finales, principalmente, residenciales, comerciales e industriales. En la siguiente tabla se describen los activos del OR CENS a corte de diciembre del 2020.

ACTIVOS	CANTIDAD
Subestaciones	40
Transformadores de distribución nivel de tensión II	21,860
Total, líneas de nivel de tensión IV (km)	387
Total, redes de nivel de tensión III (km)	568
Total, redes de nivel de tensión II (km)	11,778
Total, redes de nivel de tensión I (km)	14,207
Área geográfica a tendida por el OR (km ²)	26,908

Tabla 1. Activos operados por el OR CENS a corte de diciembre de 2020

El diagrama unifilar del sistema eléctrico de potencia, correspondientes a cada una de las subestaciones de CENS, se encuentra en el Anexo 1.

3.3. CANTIDAD DE USUARIOS

A diciembre del 2020 CENS contaba con 555.654 usuarios, en las ilustraciones de más adelante se distribuyen por Regionales, Municipios y Tipo.

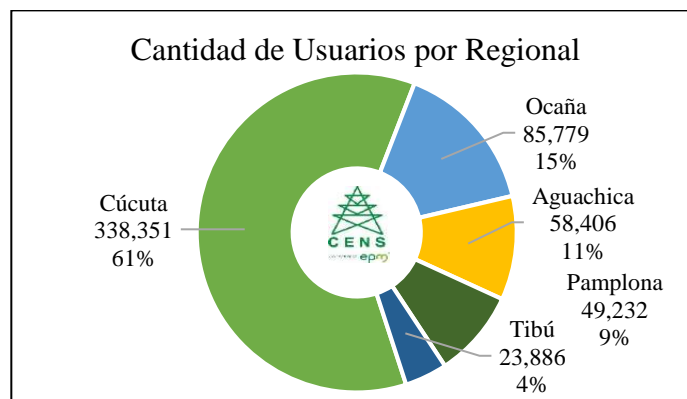


Ilustración 3. Total usuarios a diciembre del 2020 por Regional

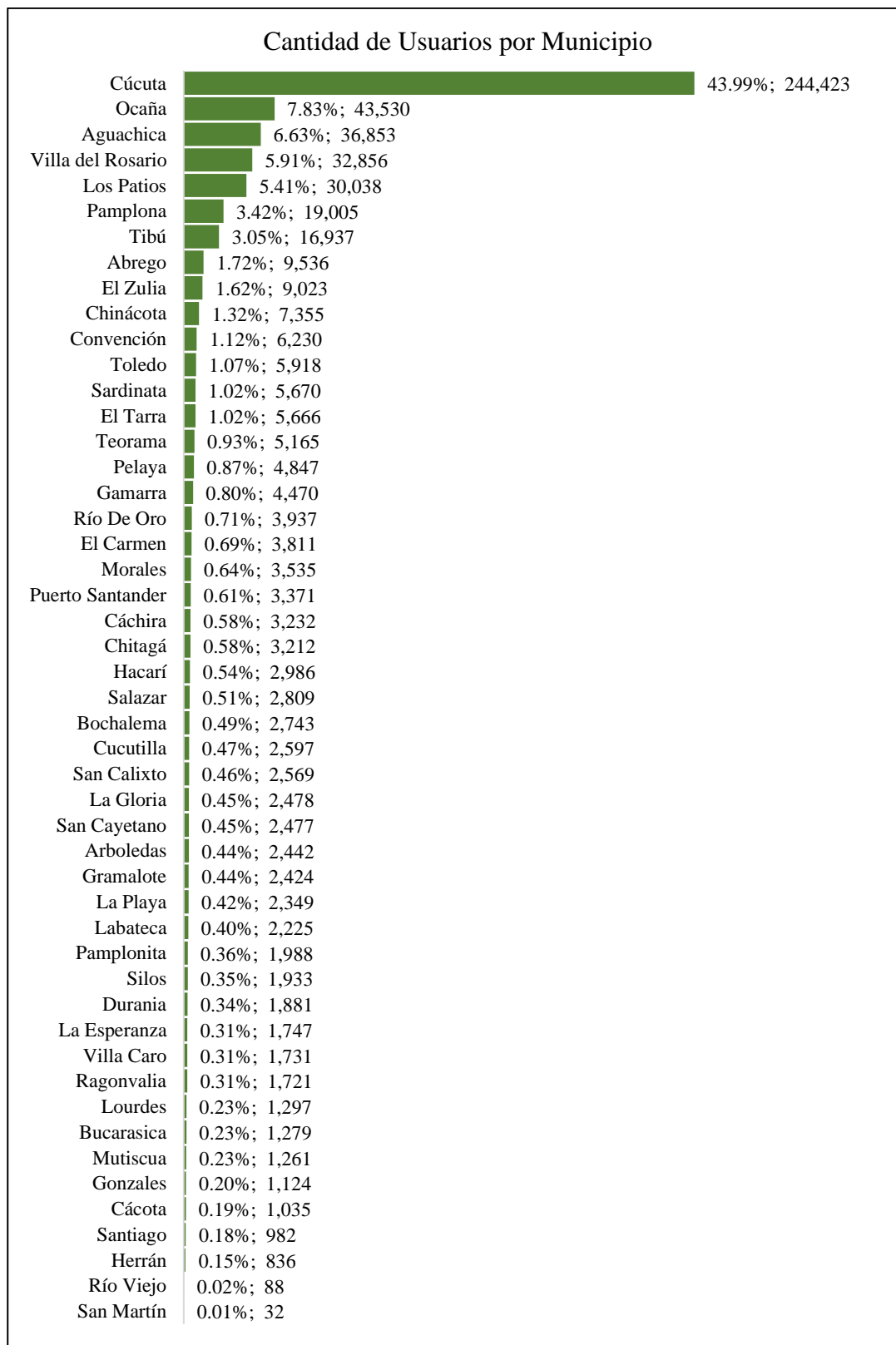


Ilustración 4. Total usuarios a diciembre del 2020 por Municipio

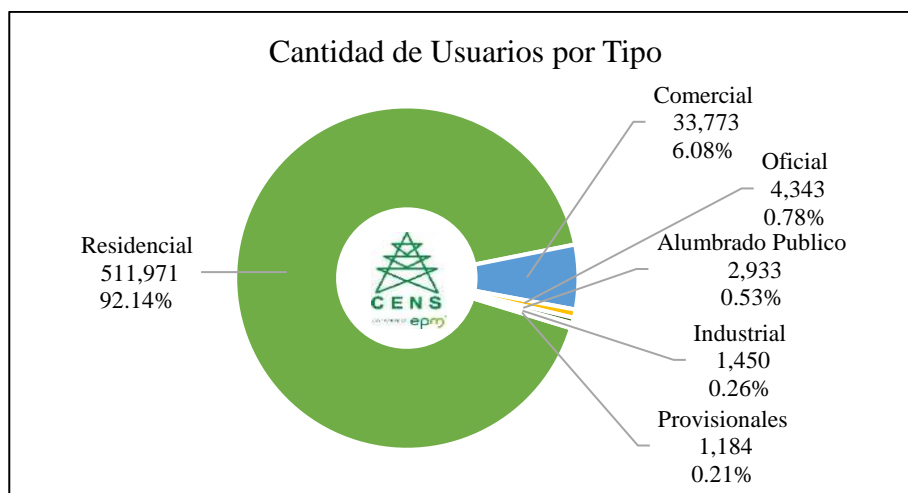


Ilustración 5. Total usuarios a diciembre del 2020 por Tipo

3.4. PROYECCION DE USUARIOS PARA LOS AÑOS 2021 - 2025

Los usuarios proyectados en un horizonte de cinco años 2021 – 2025 para el OR CENS se visualizan en la siguiente tabla.

AÑO	USUARIOS
2021	570,533
2022	586,639
2023	604,581
2024	620,303
2025	638,888

Tabla 2. Usuarios proyectados 2021 – 2025 OR CENS

3.5. DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA

Las proyecciones de demanda máxima del OR CENS, se realizan de acuerdo con los requisitos del código de planeación contenido en la Resolución CREG 025 de 1995, con el Reglamento de Distribución y los factores de crecimientos regionales de las Unidades de Control de pronósticos publicados por la UPME.

CENS elabora anualmente las proyecciones de demanda con un horizonte de 10 años, partiendo de la demanda histórica. Con base en el comportamiento presentado, donde se realiza desagregación de la demanda por subestación y por nivel de tensión. Para realizar la

correcta discriminación, se realiza un proceso de depuración de información, en el cual se descartan medidas atípicas y transferencias temporales de potencia, especialmente las identificadas por mantenimientos y contingencias.

La información de las demandas se obtiene de las medidas reales obtenidas de nuestro sistema de información. Con base en estas medidas y en la discriminación obtenida, se identifican los periodos diarios en los cuales se presentan las demandas máximas, medias y mínimas del sistema.

Potencia máxima (MW)	
CENS	día
287.6 MW	06/03/2020

Tabla 3. Demanda máxima de potencia ocurrida en 2020

Energía máxima (GWh)	
CENS	día
5.822 GWh	19/02/2020

Tabla 4. Demanda máxima de energía ocurrida en 2020

AÑO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO	ESC. BAJO
2021	283.84	314.57	211.78
2022	286.61	317.68	213.44
2023	290.88	322.40	216.51
2024	295.78	327.84	220.05
2025	303.82	336.73	226.43

Tabla 5. Proyección demanda de potencia máxima (MW)

AÑO	ESC. MEDIO	ESC. ALTO	ESC. BAJO
2021	1844.5	2168.5	1521.9
2022	1881.4	2211.8	1552.3
2023	1918.8	2255.8	1583.2
2024	1959.3	2303.4	1616.6
2025	1999.1	2350.2	1649.4

Tabla 6. Proyección demanda de energía eléctrica (GWh)

3.6. INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO

La calidad en la prestación del servicio de energía brindada por CENS es medida en términos de duración y frecuencia de los eventos de indisponibilidad que perciben los usuarios conectados a su sistema de distribución.

Durante el año 2020 se presentó el siguiente comportamiento por los indicadores de calidad media del sistema, SAIDI (duración de interrupciones) y SAIFI (cantidad de interrupciones).

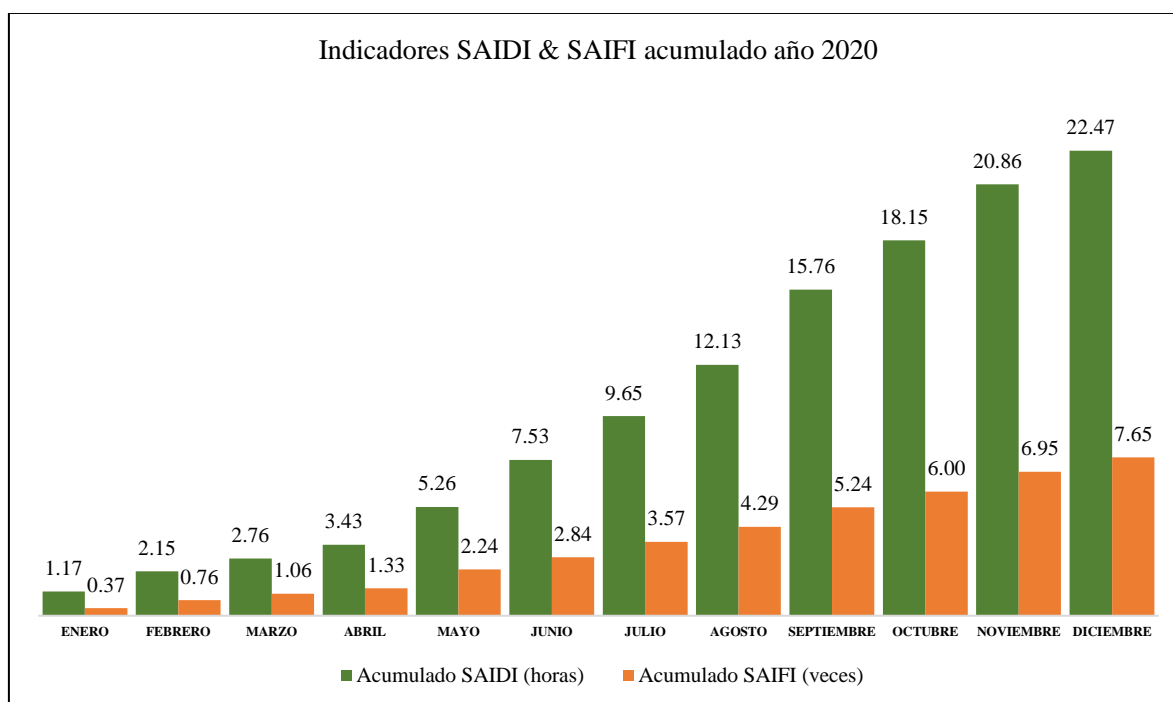


Ilustración 6. Indicadores SAIDI & SAIFI acumulado año 2020

El acumulado de duración de las interrupciones promedio del año 2020 cerró en 22,47 horas, que corresponde al 37% por debajo de la meta regulatoria de 35,69 horas para el indicador de duración durante la vigencia 2020; la principal causa de impacto al indicador fue mantenimiento general del circuito (28%), seguido de ramas sobre la red (17%), falla de fusibles (12%) y falla de poste y/o estructura (10%).

En términos de cantidad de interrupciones promedio del año 2020 resulto en 7.65 veces en el acumulado para la ventana móvil de 12 meses, lo que equivale a 1,35 veces por debajo de la meta regulatoria estipulada de 9 veces. Dentro de las causas con mayor impacto se encuentran: Mantenimiento general del circuito (28%), apertura para aislar y reparar daño sobre la línea (12%), puentes rotos o flojos (7%) y ramas sobre la red (6%).

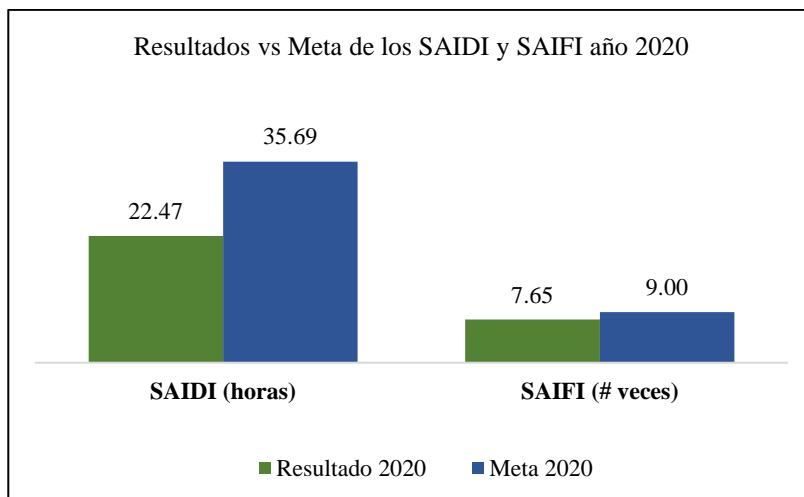


Ilustración 7. Resultados vs Meta de los SAIDI y SAIFI año 2020

Los indicadores de referencia y meta de calidad SAIDI y SAIFI se establecieron en los artículos 9, 10 y 11 de la resolución CREG 104 de 2019, los cuales se comparan con los resultados anuales para aplicar el esquema de incentivos definido en el capítulo 5 de la resolución CREG 015 de 2018. Para el año 2020, el esquema de incentivos de calidad media del sistema produjo un beneficio para CENS en \$6.064 millones por cumplimiento de metas regulatorias.

Adelante se presentan las metas de Calidad del servicio para el periodo 2021 - 2025.

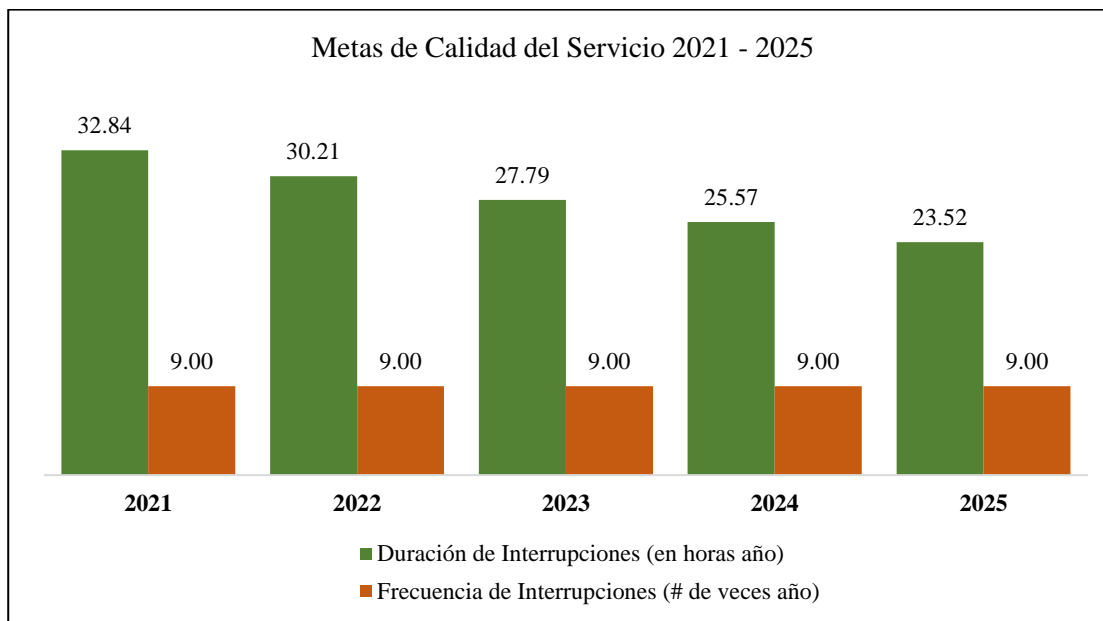


Ilustración 8. Metas de Calidad del Servicio 2021 - 2025

Los indicadores de calidad individual del servicio en los SDL se identifican a través de los indicadores DIU (representa la duración total de los eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual) y FIU (representa la cantidad total de eventos que percibe cada usuario del SDL de un OR en un periodo anual). La aplicación del esquema permitió compensar a 32,974 usuarios para un total de \$141,421,098.

Grupo de Calidad	Compensación por duración interrupciones	Compensación por cantidad interrupciones	Total compensaciones	Clientes compensados
11	59,523,262	37,637,931	97,101,363	18,711
21	9,721,737	12,032,248	21,526,012	7,822
22	6,857,432	908,285	7,830,795	2,446
23	1,301,304	-	1,270,453	391
31	3,158,819	6,843,615	10,110,752	2,326
32	1,399,928	2,109,745	3,509,886	1,242
33	71,069	768	71,837	36
Total	82,033,552	59,532,591	141,421,098	32,974

Tabla 7. Compensaciones totales a los usuarios en 2020 por Grupo de Calidad (valores en pesos constantes)

3.7. INDICADORES PERDIDAS DE ENERGIA

El Programa de Reducción y Control Pérdidas de Energía de CENS, durante el año 2020 presentó un Índice de Pérdidas de 12.81%, levemente superior a la meta establecida de 12.73%. Así mismo, se obtuvo una recuperación de energía para el 2020 de 28.3 GWh/año, logrando casi duplicar la meta de recuperación de 15 GWh/año, destacando el aporte del proceso de defraudación de fluidos y por vía administrativa. A continuación, se detalla la proyección del indicador para el quinquenio 2021 – 2025.

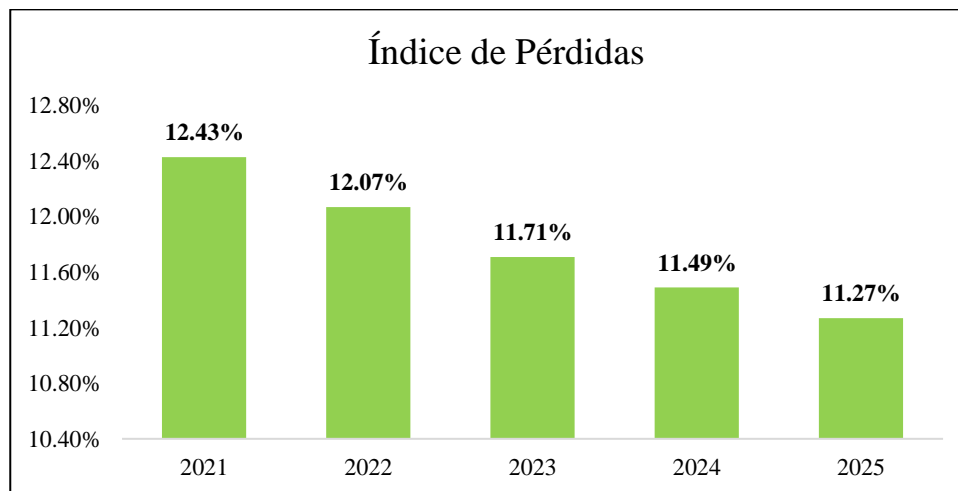


Ilustración 9. Proyección del indicador de pérdidas (técnicas y no técnicas) 2021-2025

3.8. SOLICITUDES DE CONEXIÓN RELEVANTES

Las solicitudes de conexión de fuentes no convencionales de energía renovables recibidas por parte del OR CENS en la anualidad 2020 son relacionadas en la ilustración 9.

Del total de solicitudes de conexión de generación, se relacionan 13 del tipo solar, 5 del tipo pequeña central hidroeléctrica y una solicitud del tipo de generación eólica.

Algunas solicitudes de conexión se proyectan en subestaciones que aún no se han construido, sin embargo, las mismas se encuentran en los planes de inversión del mediano y largo plazo.

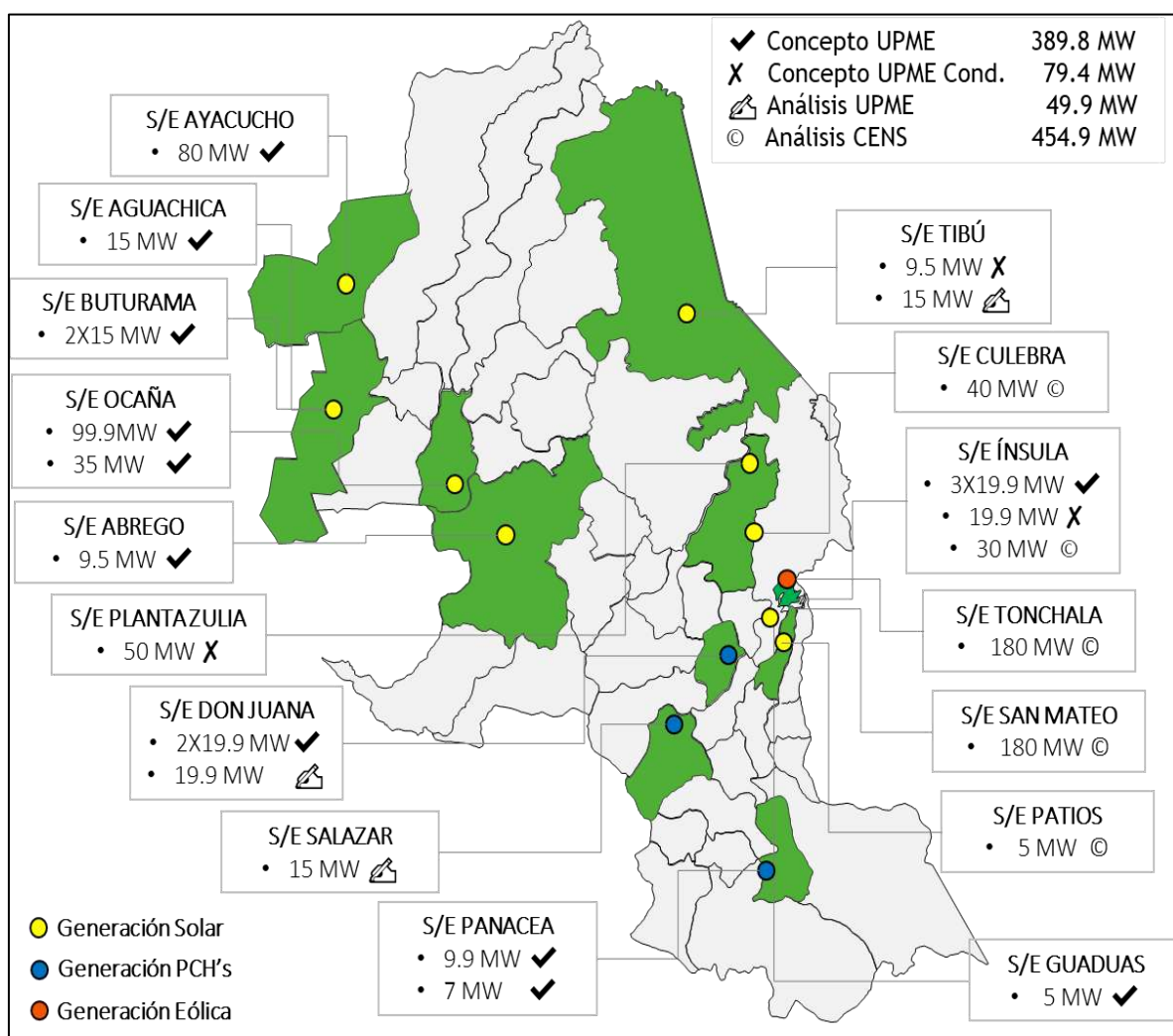


Ilustración 10. Solicitudes proyectos de generación a diciembre del 2020 al OR CENS

4. RESUMEN PLAN DE INVERSIÓN

CENS, cumpliendo las ordenanzas de las diferentes entidades territoriales en relación con las circunstancias presentadas por la pandemia COVID-2019, logro ejecutar en el año 2020 un total de \$67,963 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Inversiones que permitieron mejorar la calidad y prestación del servicio de energía en su área de cobertura.

4.1. PLAN DE INVERSION POR TIPO DE PROYECTO

Los proyectos presentados por el OR CENS se enfocan en: Inversiones motivadas para la atención de la demanda de energía eléctrica proyectos tipo I y II, con el propósito de obtener una mayor capacidad del sistema y poder atender el incremento de consumos y/o conexión de nuevos clientes tanto en la zona urbana como en la zona rural, inversiones no motivadas por la atención de la demanda de energía eléctrica proyectos tipo III y proyectos que aunque no se originan por el crecimiento de la demanda requieren de la instalación de nuevos activos y nueva infraestructura en el sistema, tipo IV; dentro de esta última clasificación se encuentra la infraestructura contemplada en los planes de mejoramiento de la calidad del servicio y de control y reducción de las pérdidas de energía eléctrica en el sistema.

TIPO DE PROYECTOS	META 2020	EJECUCIÓN 2020
Control y Reducción de Pérdidas de energía	\$ 4,704	\$ 6,783
Mejoramiento de la Calidad de servicio de Energía	\$ 4,310	\$ 7,974
Motivado en la atención de Demanda	\$ 15,928	\$ 24,276
No motivado en la atención de Demanda	\$ 37,140	\$ 28,930
Total, de inversión	\$ 62,082	\$ 67,963

Tabla 8. Resumen plan de inversiones 2020 por tipo de proyectos
(valores en millones a diciembre de 2017)

En la ilustración 10, se presenta el porcentaje equivalente al tipo de proyecto respecto del total de inversiones ejecutadas en el año 2020.

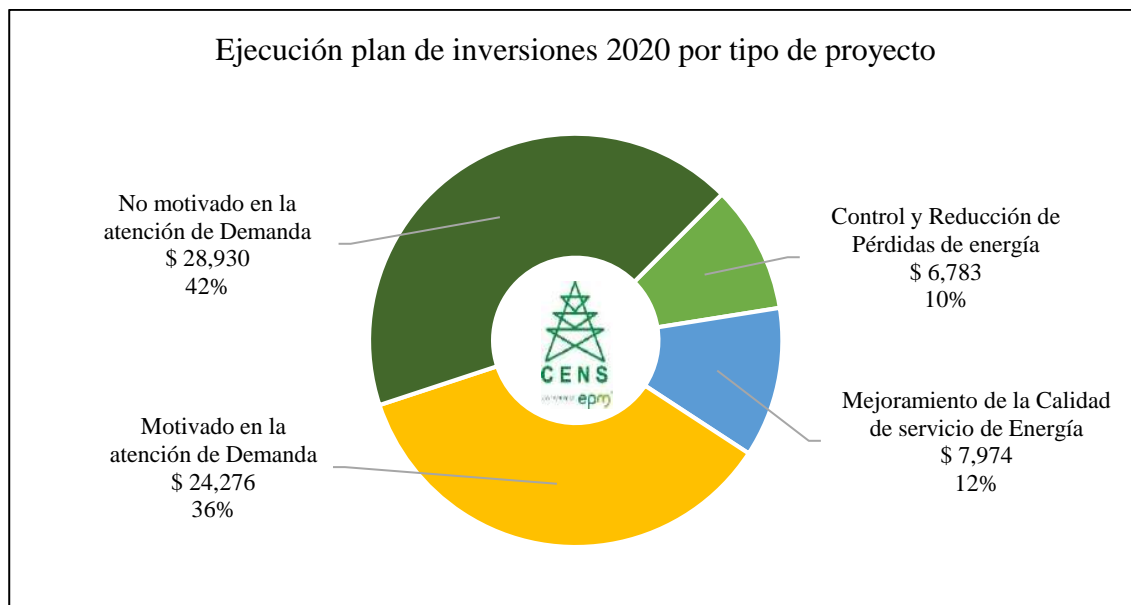


Ilustración 11. Ejecución plan de inversiones 2020 por tipo de proyecto
(valores en millones de diciembre de 2017)

4.2. PLAN DE INVERSIÓN POR ÁREA GEOGRÁFICA

La regional Cúcuta supera la mitad de las ejecuciones de inversiones del total de las 5 regionales, alcanzando los \$37,960 millones, en su orden le siguen las regionales Ocaña y Aguachica con 16% y 12% de las inversiones, además de Pamplona y Tibú ambas con 8% de los \$67,963 millones ejecutados en el periodo 2020.

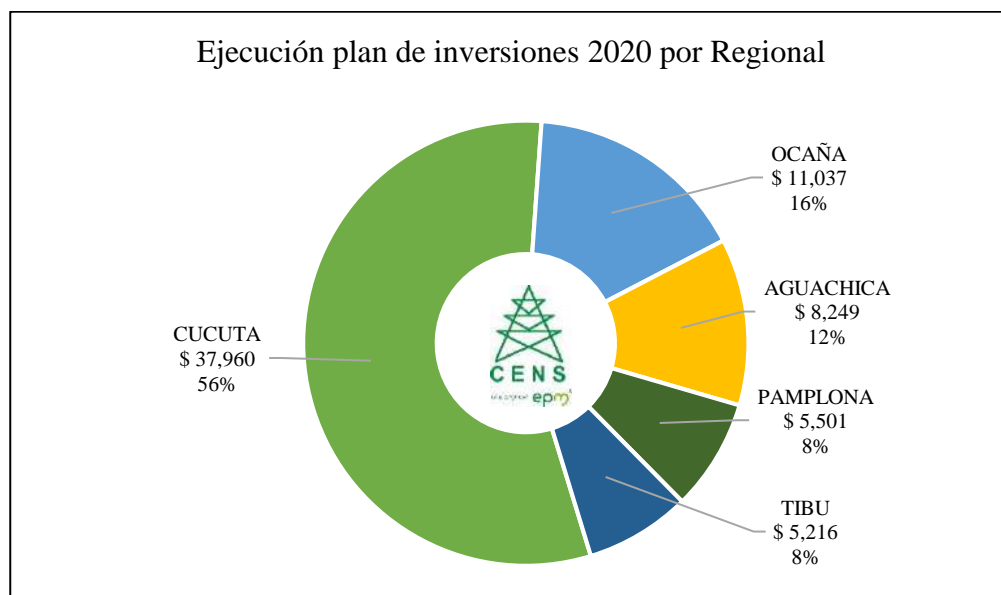


Ilustración 12. Ejecución plan de inversiones 2020 por Regional
(valores en millones de diciembre de 2017)

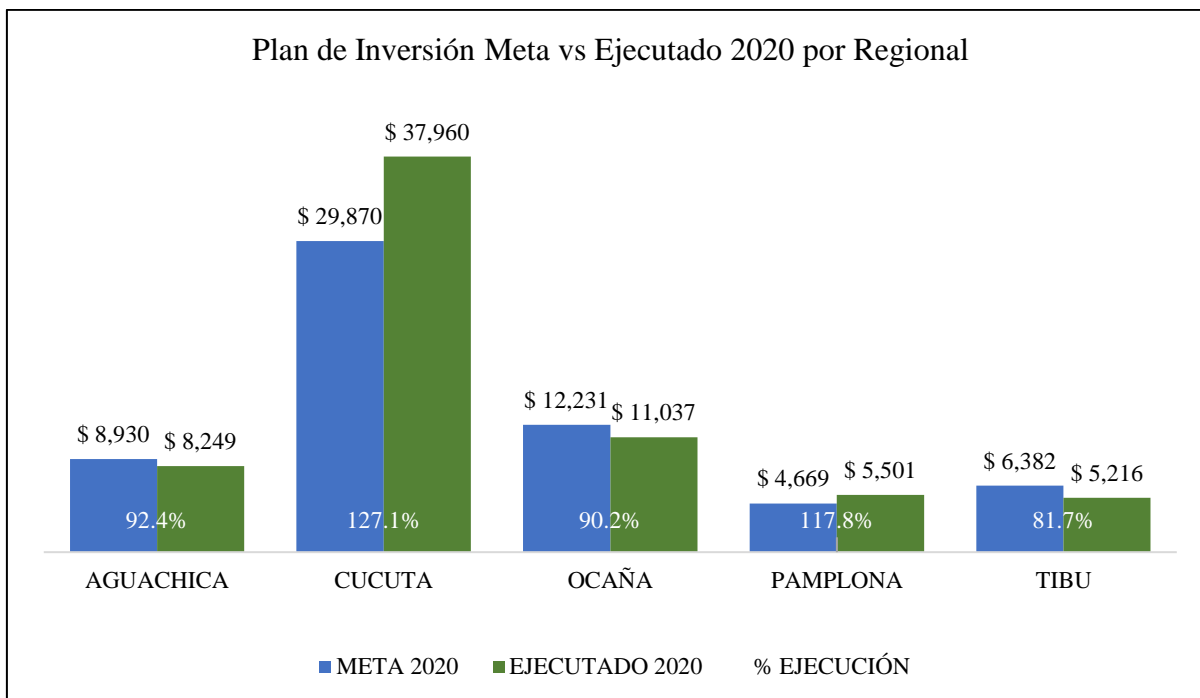


Ilustración 13. Plan de Inversión Meta vs Ejecutado 2020 por Regional
(valores en millones de diciembre de 2017)

En la distribución de las inversiones para el año 2020 por municipio, Cúcuta representa un tercio del total de las inversiones, los demás municipios contemplan montos que no superan un dígito porcentual de los \$62,082 millones. En su orden, con mayor importancia en inversión se encuentra Aguachica, Tibú, Ocaña, Salazar, Convención, Cachira, Sardinata, Puerto Santander, El Zulia, El Tarra y Los Patios; inversiones entre los \$1,000 millones y \$5,000 millones.

El resto de los 35 municipios donde CENS tiene cobertura del servicio de energía, las inversiones son inferiores a los \$1,000 millones. Adelante se presenta en la Ilustración 13.

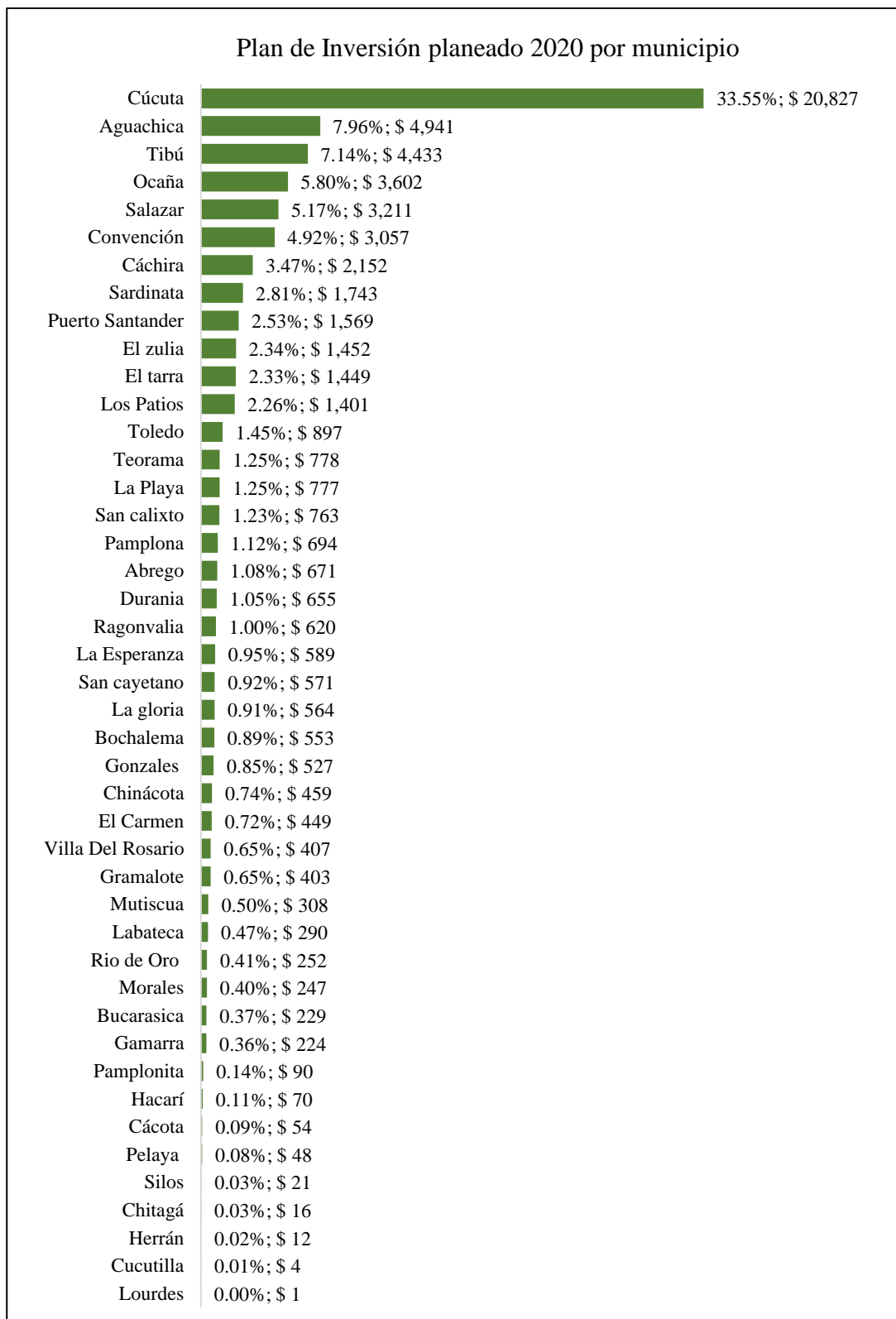


Ilustración 14. Plan de Inversión planeado 2020 por municipio
(valores en millones de diciembre de 2017)

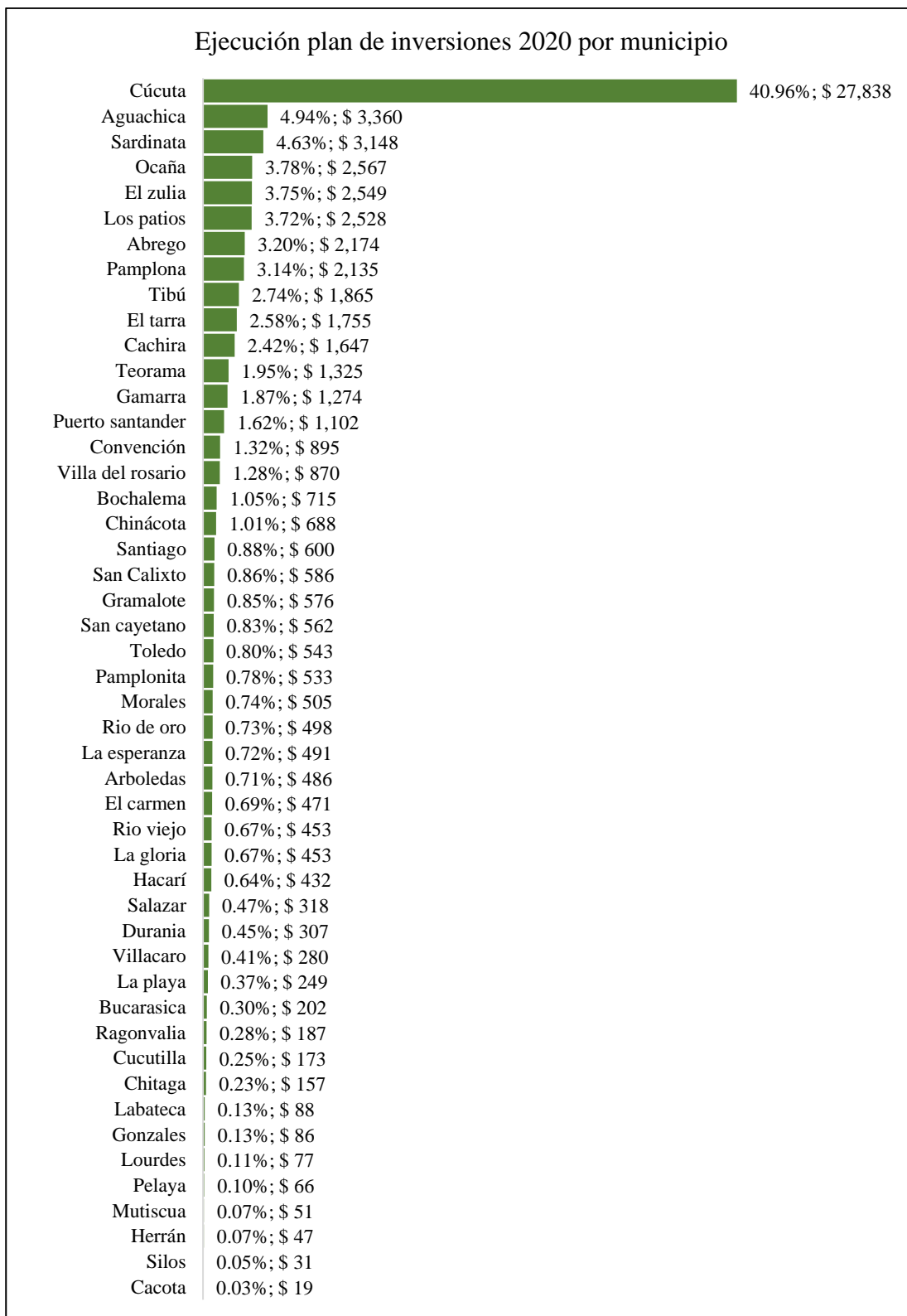


Ilustración 15. Ejecución plan de inversiones 2020 por municipio
(valores en millones de diciembre de 2017)

4.3. PLAN DE INVERSIÓN POR TIPO DE INVERSIÓN

CENS presentó un plan de inversión de acuerdo con los tipos definidos en el capítulo 6 de la resolución CREG 015 de 2018. Tipo I: motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema, Tipo II: motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos de existentes, Tipo III: no motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema y Tipo IV: no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

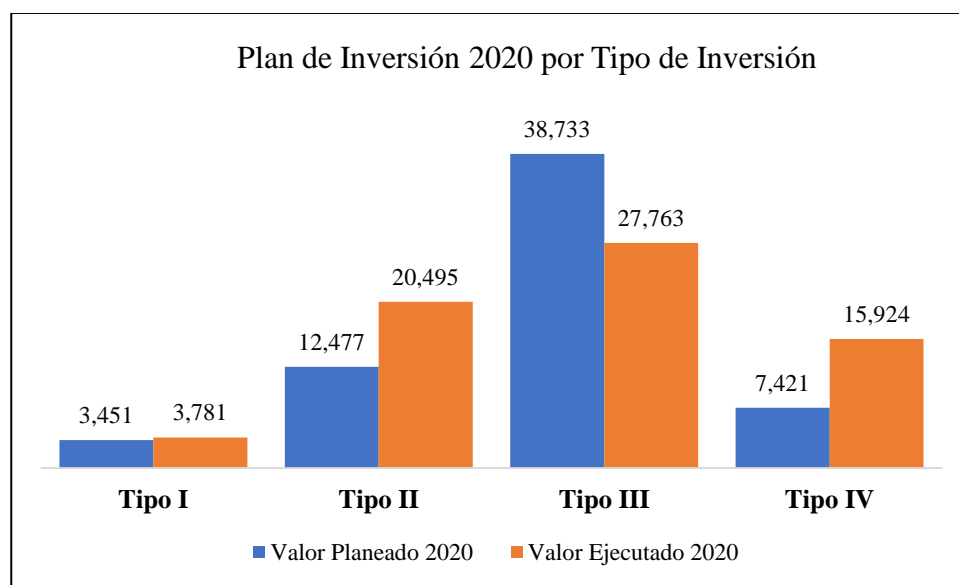


Ilustración 16. Plan de Inversión 2020 por Tipo de Inversión (valores en millones de pesos de diciembre de 2017)

4.4. PLAN DE INVERSIÓN POR NIVEL DE TENSIÓN

Los Sistemas de Transmisión Regional – STR y Sistemas de Distribución Local - SDL se clasifican por niveles, en función de la tensión nominal de operación, según la siguiente definición:

Nivel 4: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV.

Nivel 3: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 30 kV y menor de 57,5 kV.

Nivel 2: Sistemas con tensión nominal mayor o igual a 1 kV y menor de 30 kV.

Nivel 1: Sistemas con tensión nominal menor a 1 kV.

Las inversiones para el año 2020 tanto planeadas como ejecutadas se distribuyeron por nivel de tensión como se presenta en la ilustración 16 y 17.

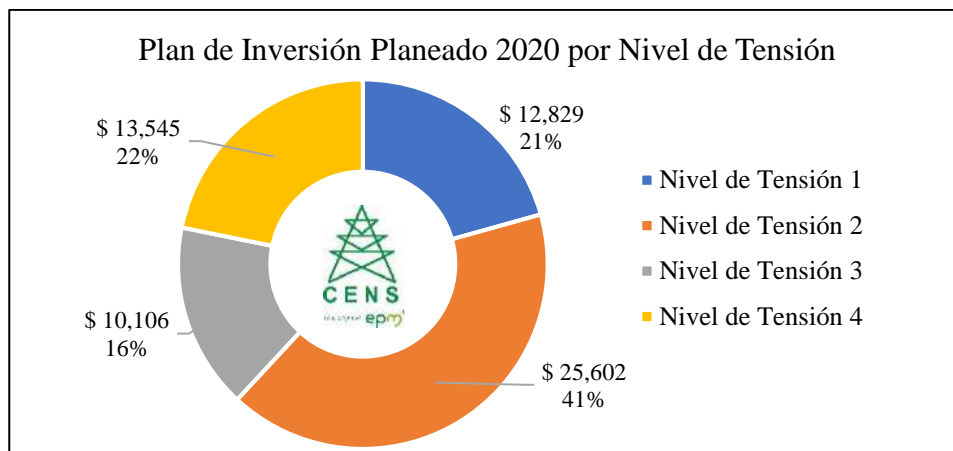


Ilustración 17. Plan de Inversión Planeado 2020 por tipo de inversión (valores en millones de pesos de diciembre de 2017)

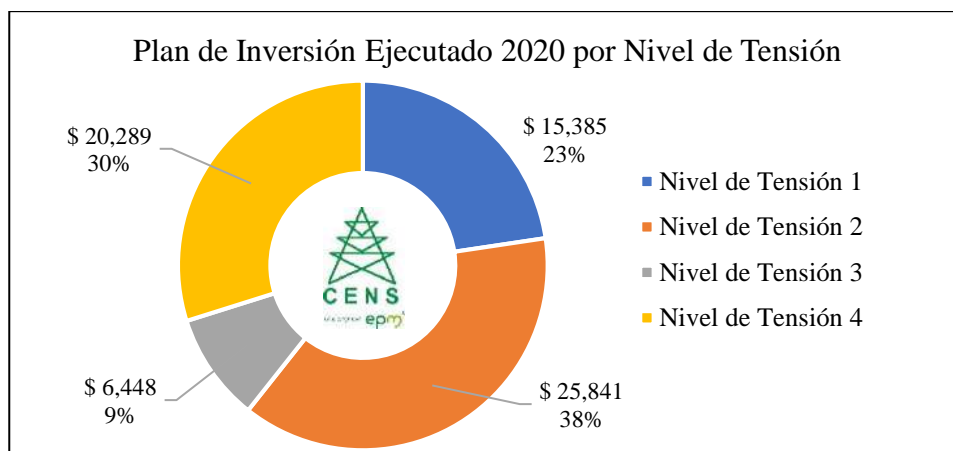


Ilustración 18. Plan de Inversión Ejecutado 2020 por tipo de inversión (valores en millones de pesos de diciembre de 2017)

4.5. PLAN DE INVERSIÓN POR CATEGORÍA DE ACTIVOS

La CREG 015 de 2018 define 12 categorías de activos, los cuales agrupan las unidades constructivas de acuerdo con su nivel de tensión y establece una vida útil para ese conjunto de activos. En la relación de inversiones para el año 2020 se destaca líneas aéreas como la principal categoría en montos de inversión, sumando \$30,495 millones, equivalente al 49.12%. En la ilustración 18, se presenta los valores y porcentajes del total de las inversiones planeadas para el año 2020.

En la ilustración 19, se relacionan los valores de inversión ejecutados por categorías de activos, donde principalmente las categorías Líneas aéreas, Redes de distribución, Transformadores de distribución presentaron sobre ejecución, y las categorías Equipos de línea una leve subejecución y Bahías y celdas una subejecución mas significativa.



Ilustración 19. Plan de Inversión 2020 planeado por categorías de activos
(valores en millones de pesos de diciembre de 2017)

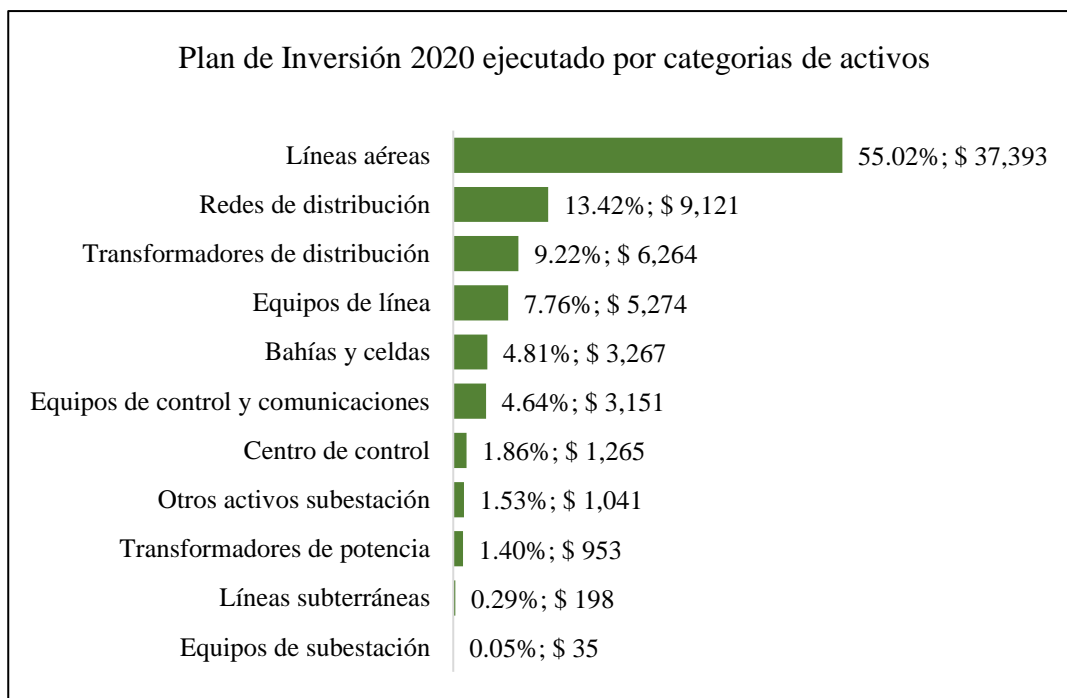


Ilustración 20. Plan de Inversión 2020 ejecutado por categorías de activos
(valores en millones de pesos de diciembre de 2017)

4.6. PROYECTO EXPANSIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS

El proyecto expansión redes de distribución CENS tiene dos objetos, la construcción de enlaces de la red de distribución para aumentar confiabilidad y maniobrabilidad al sistema eléctrico, y para expansión de red a nuevos usuarios con la construcción de red de uso. Para el año 2020 se planeó \$3.489 millones ejecutándose \$3,426, equivalente al 98%.

Expansión redes de distribución	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de Ejecución
Construcción de enlaces	\$ 3,004	\$ 1,380	46%
Expansión - Nuevos usuarios - Red de uso	\$ 485	\$ 2,046	422%
Total general	\$ 3,489	\$ 3,426	98%

Tabla 9. Proyectos terciarios de Expansión redes de distribución (valores en millones a diciembre de 2017)

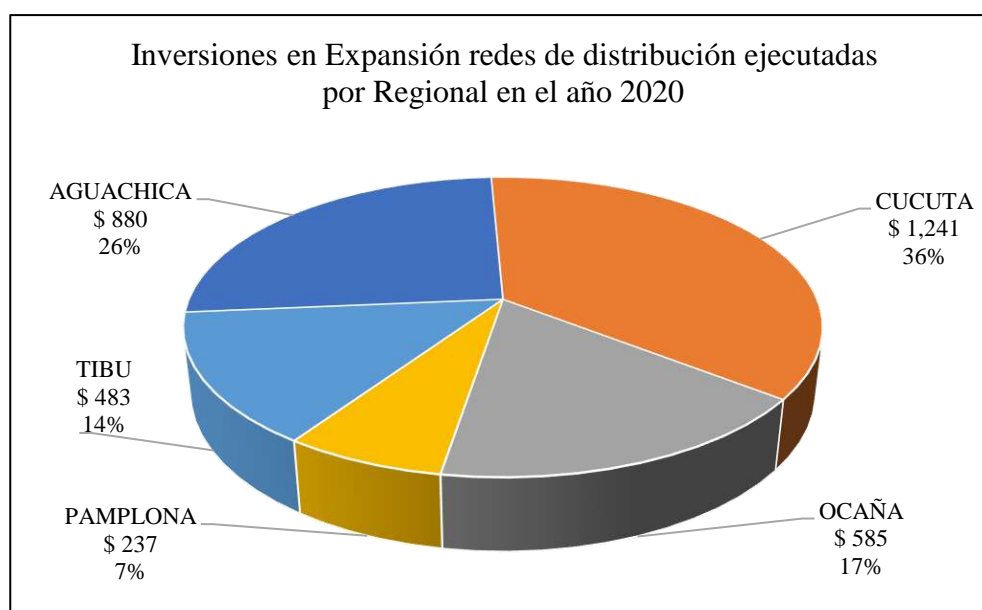


Ilustración 21. Expansión Redes Distribución ejecutadas por Regional 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

Los municipios de Sardinata, Aguachica, San Cayetano y Gamarra, presentan un acumulado de ejecuciones equivalente a la mitad de las inversiones de los 21 municipios con Expansión redes de distribución en el año 2020.

En el proyecto terciario Construcción de enlaces presento una ejecución del 46%, la causa principal de la desviación fue cambios en la demanda proyectada, mientras que para expansión de red a nuevos usuarios alcanzo una sobre ejecución del 422% producto de la atención de peticiones quejas y reclamos.



Ilustración 22. Expansión Redes Distribución ejecutadas por municipio 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

4.7. PROYECTO REPOSICIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN

Para esta categoría de proyectos de inversión, CENS formulo 5 proyectos terciarios por un monto de \$26,030 millones, como se relacionan adelante en la tabla, también se presenta el valor de ejecución en la anualidad 2020, indicando un porcentaje de ejecución del 96%.

Reposición redes de distribución	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de Ejecución
Modernización de redes en B.T.	\$ 4,331	\$ 4,255	98%
Reposición anual de postes B. T	\$ 2,632	\$ 3,968	151%
Reposición anual de postes M. T	\$ 8,074	\$ 6,905	86%
Reposición anual equipos de línea	\$ 2,345	\$ 2,208	94%
Reposición red obsoleta M.T.	\$ 8,647	\$ 7,738	89%
Total general	\$ 26,030	\$ 25,075	96%

Tabla 10. Proyectos terciarios de Reposición redes de distribución (valores en millones a diciembre de 2017)

Inversiones en Reposición de redes de distribución ejecutadas por municipio en el año 2020

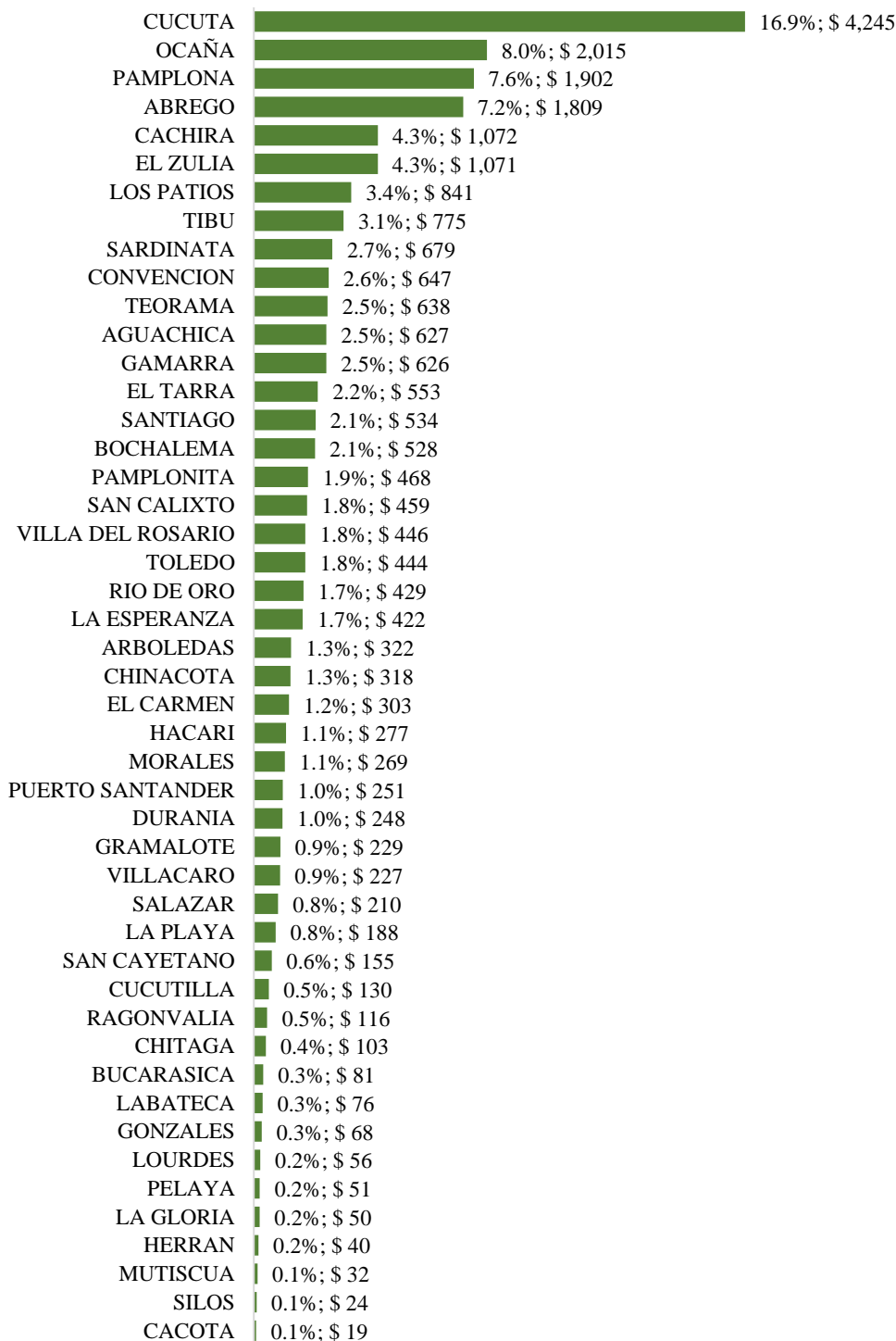


Ilustración 23. Reposición Redes Distribución ejecutadas por municipio 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

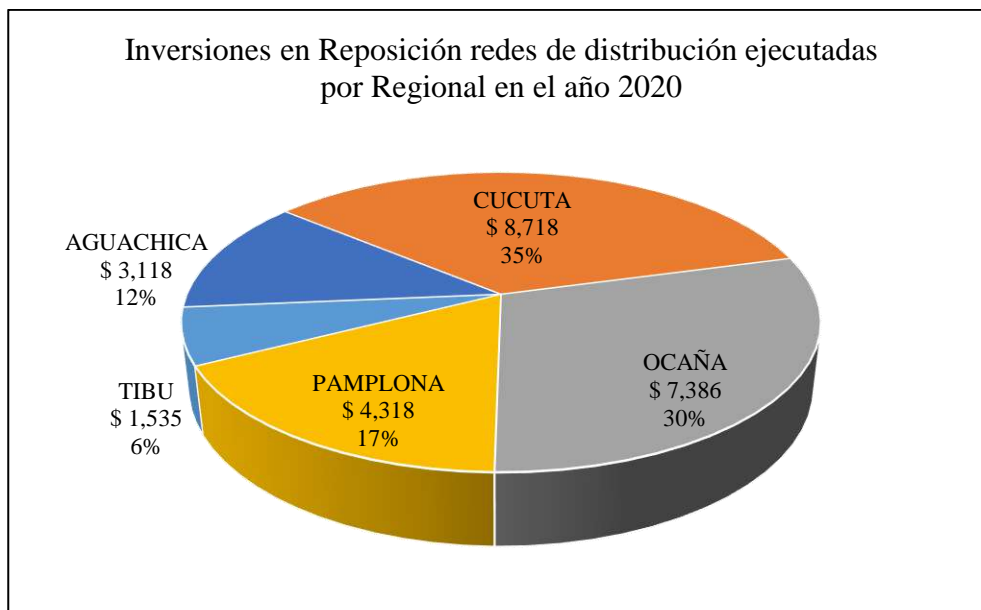


Ilustración 24. Reposición Redes Distribución ejecutadas por regional 2020
(valores en millones a diciembre de 2017)

Las causas de las desviaciones de los proyectos terciarios asociado a reposición de redes se deben principalmente a las siguientes causas:

- Solicitudes Legales: Solicitud de Tutelas, peticiones, quejas y reclamos (PQR), por incumplimiento técnico de las redes de distribución.
- Fuerza mayor: Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC.
- Solicitudes estatales: Por proyectos de infraestructura que requiera el gobierno nacional, departamental y/o municipal.
- Ajustes técnicos: Por la intervención del proyecto se hace necesario ampliar el alcance por cumplimiento técnico a otros circuitos.
- Cambios en la demanda proyectada: Cambios en la demanda hacen que el proyecto ya no sea necesario
- Solicitudes Legales: Solicitud de Tutelas, peticiones, quejas y reclamos (PQR), por incumplimiento técnico de las redes de distribución.
- Mantenimiento correctivo: Colapso o mal estado de los activos que obligo a su reposición ubicadas en otro municipio y/o circuito
- Licencias ambientales y permisos de paso: Inconvenientes al gestionar y conseguir los permisos de paso y las licencias ambientales necesarias para la ejecución completa del proyecto

4.8. PROYECTO REPOSICIÓN TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

El proyecto terciario Reposición anual de transformadores presentó una sobre ejecución de 32% del total planeado de \$2,718 millones.

Reposición transformadores distribución CENS	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Reposición anual de transformadores	\$ 2,718	\$ 3,584	132%

Tabla 11. Proyectos Reposición transformadores de distribución (valores en millones a diciembre de 2017)

Las razones de la desviación se deben principalmente a:

- Solicitudes Legales: Solicitud de Tutelas, peticiones, quejas y reclamos (PQR), por incumplimiento técnico de las redes de distribución.
- Fuerza mayor: Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC.
- Ajustes técnicos: Por la intervención del proyecto se hace necesario ampliar el alcance por cumplimiento técnico a otros circuitos.
- Cambios en la demanda proyectada: Cambios en la demanda hacen que el proyecto ya no sea necesario
- Mantenimiento correctivo: Colapso o mal estado de UC que obligo a su reposición ubicadas en otro municipio y/o circuito con el fin de mantener la atención de los usuarios.

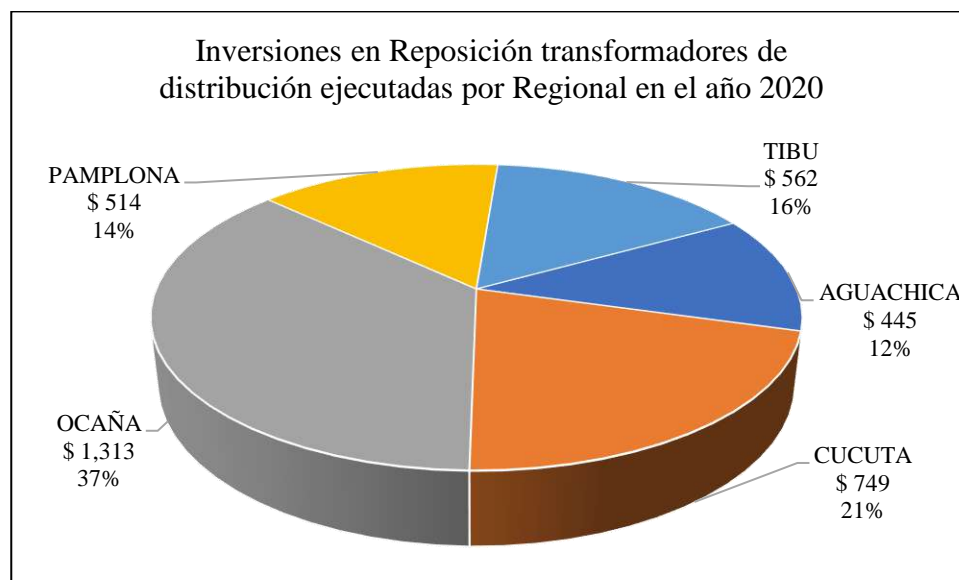


Ilustración 25. Reposición Transformadores Distribución ejecutadas por regional 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

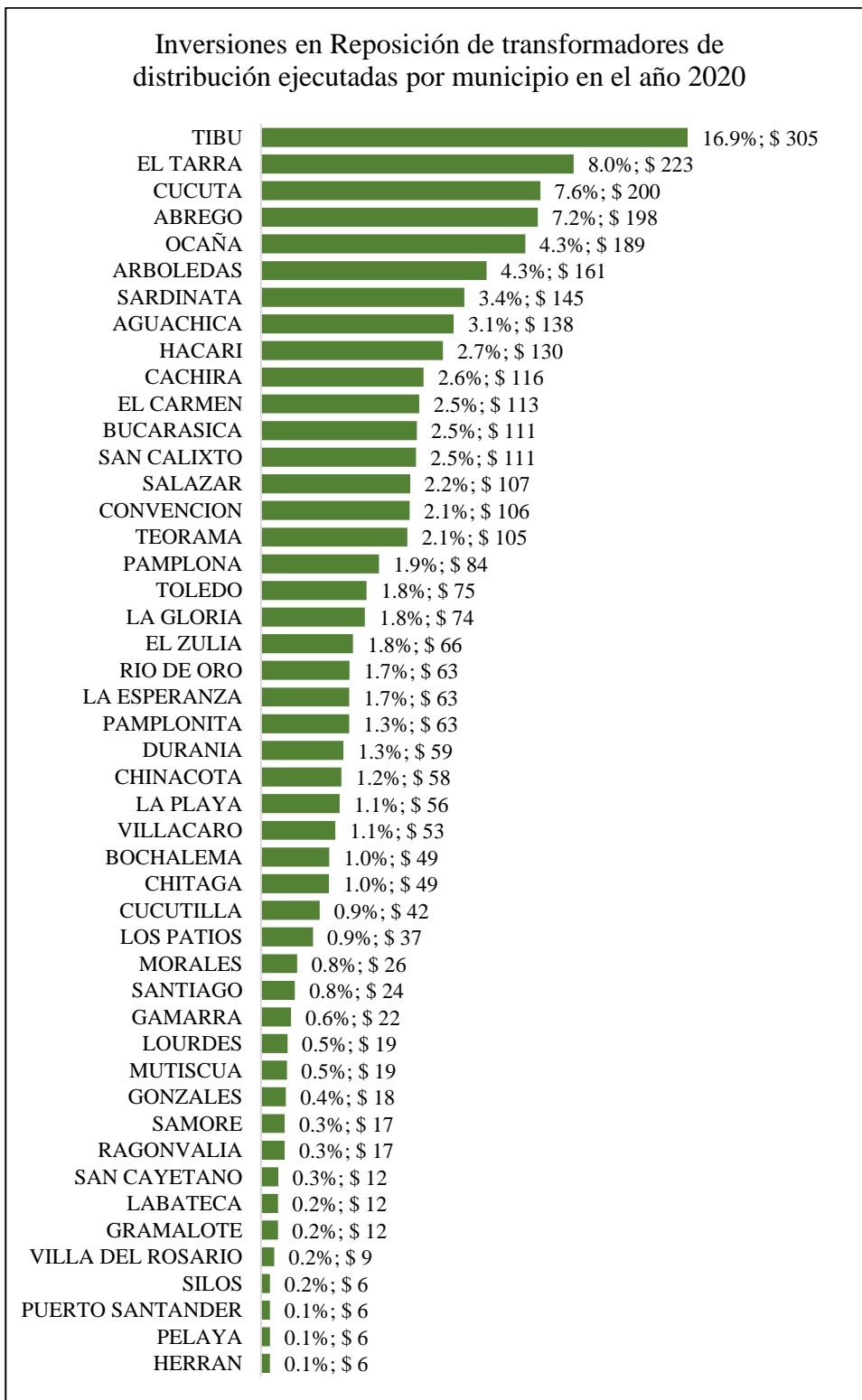


Ilustración 26. Reposición Transformadores Distribución ejecutadas por municipio 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

4.9. PROYECTO PARA MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO

Las acciones encaminadas al mejoramiento continuo de la calidad de servicio se establecen en los diferentes proyectos terciarios. Antes se deben realizar análisis de los eventos ocurridos en cada una de las cabeceras de los circuitos alimentadores para determinar con base en su duración y frecuencia el aporte de cada desconexión a los indicadores de calidad media de acuerdo al número de usuarios conectados a los niveles de tensión 2 y 3; asimismo se analizaron los eventos ocurridos en los demás elementos de la red que afectaron la prestación del servicio en los transformadores de distribución para determinar con base en su duración y frecuencia el aporte de cada desconexión a los indicadores de calidad de acuerdo al número de usuarios conectados al nivel de tensión 1.

Posteriormente se evalúan las causas para determinar si obedecen a temas de estado de infraestructura, normalizaciones de circuitos o causas exógenas y fortuitas tales como clima adverso, orden público, conexiones ilegales, daño en línea, daño en subestación, daño en transformador de distribución, error de operación, mantenimiento de redes, objetos extraños, sobrecarga e incidencia de vegetación.

Proyectos terciarios	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Construcción de enlaces		\$ 812	
Expansión - Nuevos usuarios - Red de uso		\$ 7	
Instalación de Cortacircuitos tres etapas		\$ 3	
Instalación de equipos de corte y protección en la red	\$ 2,255	\$ 1,901	84%
Modernización de redes en B.T.	\$ 188	\$ 1,060	563%
Reposición anual de postes B.T.		\$ 424	
Reposición anual de postes M.T.		\$ 870	
Reposición anual de transformadores		\$ 46	
Reposición anual equipos de línea		\$ 1,808	
Reposición red obsoleta M.T.	\$ 206	\$ 3,093	1504%
Total general	\$ 2,649	\$ 10,025	378%

Tabla 12. Proyectos terciarios para mejoramiento de la calidad de servicio (valores en millones a diciembre de 2017)

Para los circuitos detectados en los análisis se tienen planes de mejoramiento de la calidad que incluyen diferentes estrategias en mantenimientos preventivos en la red de distribución, instalación de elementos de corte como reconectores y cortacircuitos de repetición, cambio de puestas a tierra, realización de podas y reposición de infraestructura.

Cabe resaltar que sumado a los análisis descritos se realiza la clasificación por variables como imagen corporativa y energía no suministrada; los cuales afianzan la determinación de la priorización de los circuitos objetivo para mejoramiento en la prestación del servicio a los usuarios.

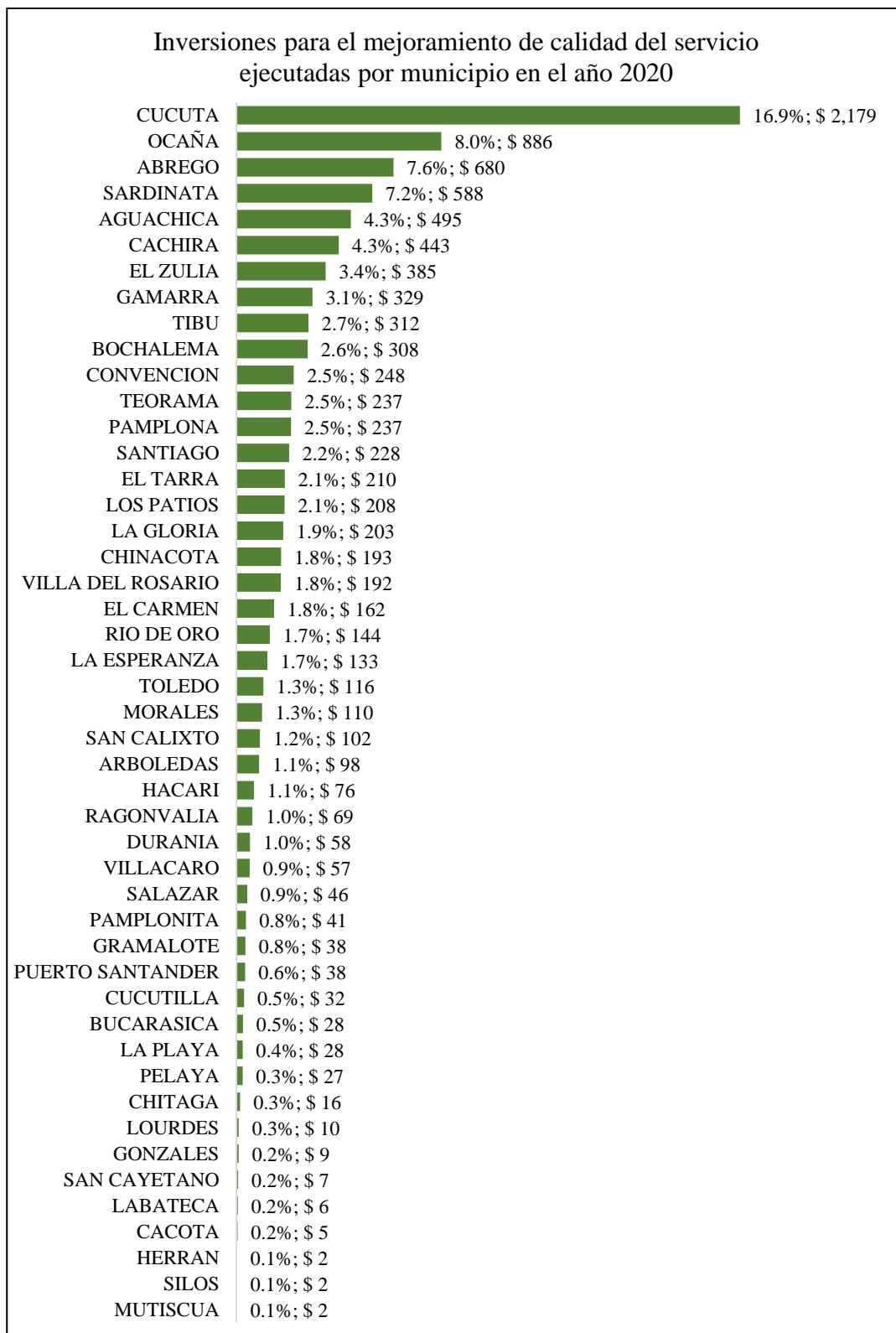


Ilustración 27. Mejoramiento Calidad del servicio ejecutadas por municipio 2020
(valores en millones a diciembre de 2017)

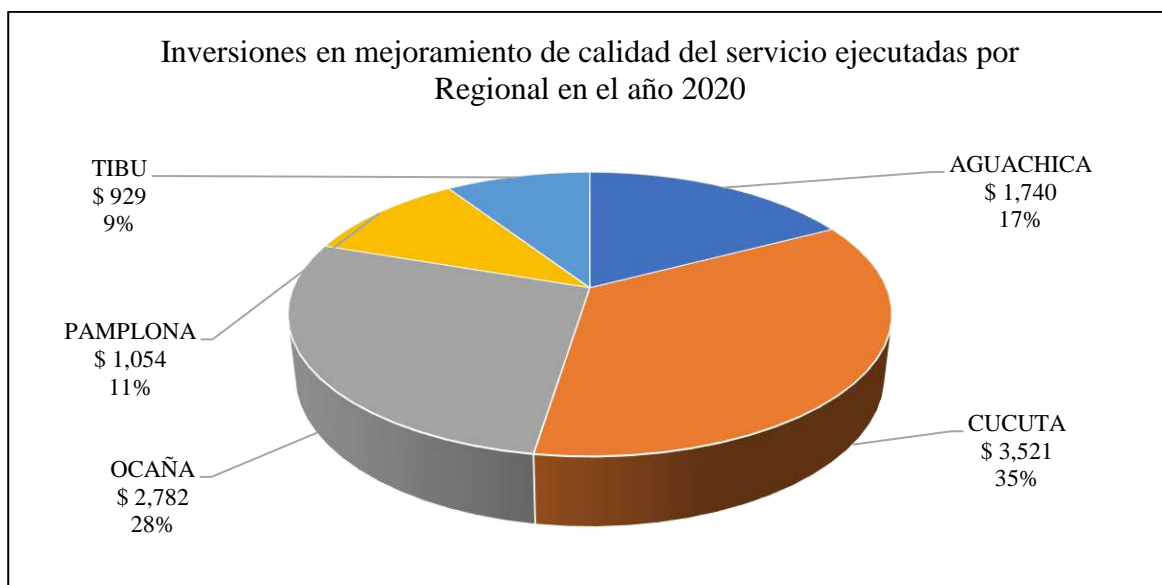


Ilustración 28. Mejoramiento Calidad del servicio ejecutadas por Regional 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

4.10. PROYECTO DE REDUCCIÓN Y CONTROL DE PÉRDIDAS

El proyecto de control pérdidas de energía tuvo una ejecución del 69% con una inversión de COP \$ 4,704 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Proyecto terciario	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Proyecto reducción y control pérdidas de energía	\$ 6,783	\$ 4,704	69%

Tabla 13. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

Este proyecto se ejecutó para los niveles de tensión uno y dos, con presupuesto ejecutado de mayor relevancia en las regionales Cúcuta y Tibú, y municipios del área de cobertura del OR CENS.

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	\$ 2,363
II	\$ 2,340
III	0
IV	0
TOTAL	\$ 4,074

Tabla 14. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por Nivel de Tensión (valores en millones a diciembre de 2017)

Regional	Presupuesto ejecutado
Regional Tibú	\$ 1,527
Regional Pamplona	\$ 65
Regional Cúcuta	\$ 1,692
Regional Ocaña	\$ 643
Regional Aguachica	\$ 777
Total	\$ 4,704

Tabla 15. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por Regional (valores en millones a diciembre de 2017)

Regional	Presupuesto ejecutado
Tibú	\$ 1,494
Cúcuta	\$ 1,077
Ocaña	\$ 397
Aguachica	\$ 357
Villa Del Rosario	\$ 316
Morales	\$ 207
Gamarra	\$ 197
Los Patios	\$ 105
El tarra	\$ 99
Puerto Santander	\$ 81
Rio de Oro	\$ 75
Gramalote	\$ 59
Abrego	\$ 44
San cayetano	\$ 33
Gonzales	\$ 28
Pamplona	\$ 24
Sardinata	\$ 19
El zulía	\$ 16
Bucarasica	\$ 14
La gloria	\$ 9
Silos	\$ 9
Pamplonita	\$ 8
Chinácota	\$ 6
Labateca	\$ 6
Bochalema	\$ 4
Chitagá	\$ 4
Cucutilla	\$ 4
La Esperanza	\$ 4
Mutiscua	\$ 3
Pelaya	\$ 3
Lourdes	\$ 1
Toledo	\$ 1
Total	\$ 4,704

Tabla 16. Ejecución en Reducción y control pérdidas de energía por municipio (valores en millones a diciembre de 2017)

4.11. PROYECTO COMPRA DE BIEN FUTURO

El proyecto compra de bien futuro tuvo una ejecución del 113% del presupuesto en el plan de inversiones inicial para el año 2020, en la tabla 17. se muestra el presupuesto ejecutado en UC y el presupuesto aprobado en el plan de inversiones inicial.

Proyecto terciario	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Proyecto Compra de bien futuro	\$ 1,325	\$ 1,493	113%

Tabla 17. Ejecución Compra de bien futuro para el año 2020
(valores en millones a diciembre de 2017)

La inversión realizada por el proyecto terciario fue desarrollada en la regional de Cúcuta en su totalidad, y el objeto es la adquisición de activos de uso propiedad de terceros, principalmente proyectos de viviendas desarrollados por constructora.

Condominio/constructora	Valor
MIRADOR EL RESUMEN	\$ 222
MONTEFIORI	\$ 142
PRADOS DEL ESTE	\$ 133
BARÚ	\$ 131
BAMBÚ	\$ 112
TURÍN	\$ 111
MARSELLA	\$ 107
PALMA REDONDA	\$ 91
TERRANOVA	\$ 79
BARLOBENTO	\$ 72
ALTA GRACIA	\$ 69
ARKADIA	\$ 69
EBANO	\$ 64
VILLAS DEL RODEO	\$ 63
ALHELIES	\$ 28
Total general	\$ 1,493

Tabla 18. Proyectos compra de bien futuro desagregado por condominio
(valores en millones a diciembre de 2017)

Las causas que llevaron a que el proyecto compra de bien futuro presentara una desviación del 113% es por variación en el alcance del proyecto, para el desarrollo del proyecto se requirió la realización de mayor cantidad de obra a la proyectada, además de la atención a la demanda debido a las nuevas viviendas por parte de las constructoras en zonas de amplia cobertura residencial e industrial genero la sobre ejecución en la inversión.

4.12. PROYECTO REPOSICIÓN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CENS

Se definió para este proyecto terciario equipos de subestaciones una inversión inicial de \$7,675 millones, de los cuales el proyecto presentó una sobre ejecución de 163%.

Proyecto terciario	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Proyecto Reposición subestaciones y líneas	\$ 7,675	\$ 12,514	163%

Tabla 19. Ejecución Reposición subestaciones y líneas para el año 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

Las causas que llevaron a que ocurriera una desviación del proyecto terciario equipos de subestaciones fue por cumplimiento normativo, hubo la necesidad de la instalación de equipos por código de medida para cumplimiento de la resolución CREG 038 del 2014, decisiones administrativa por parte de la empresa y por condición técnica que involucro la reposición por falla de activos o condiciones que obligaron su reposición no planeada.

En la siguiente tabla mostramos como se ejecutó la inversión de este proyecto por nivel de tensión.

Equipos de Subestación	Valor
CUCUTA	\$ 6,211
SUBESTACION BELEN	\$ 1,805
SUBESTACION SAN MATEO	\$ 1,452
SUBESTACION PLANTA ZULIA	\$ 1,213
SUBESTACION LOS PATIOS	\$ 975
SUBESTACION CULEBRA	\$ 444
SUBESTACION EL ZULIA	\$ 322
OCAÑA	\$ 3,031
SUBESTACION CONVENCION	\$ 2,494
SUBESTACION OCAÑA	\$ 365
SUBESTACION SAN PABLO	\$ 86
SUBESTACION EL TARRA	\$ 86
TIBU	\$ 1,815
SUBESTACION SARDINATA	\$ 1,295
SUBESTACION PLANTA TIBU	\$ 519
AGUACHICA	\$ 1,300
SUBESTACION LA MIEL	\$ 1,127
SUBESTACION CACHIRA	\$ 86
SUBESTACION LA MATA	\$ 86
PAMPLONA	\$ 158
SUBESTACION PALERMO	\$ 89
SUBESTACION SAMORE	\$ 69
Total general	\$ 12,514

Tabla 20. Ejecución Reposición subestaciones y líneas por Regional para el año 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

4.13. PROYECTO REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS CENS 115 KV

Para este proyecto se contempló el proyecto terciario Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 KV, donde se ejecutó el 42% del valor reportado en el plan de inversiones inicial para el proyecto inscrito en el banco de EPM.

El alcance del proyecto consistió en la repotenciación de la línea 115 kV ubicada entre las subestaciones eléctricas de Belén e Ínsula, incluyendo el desarrollo de la ingeniería legalización y constitución de servidumbres. Con la entrada de operación de este proyecto se garantiza el cubrimiento de la demanda de energía y la conexión de nuevos clientes, así como un aumento en la confiabilidad y seguridad en la operación de los sistemas de transmisión y distribución del OR, garantizando la continuidad y calidad en la prestación del servicio de energía.

Repotenciación de líneas CENS 115 kV	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Proyecto Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 Kv	\$ 16,363	\$ 6,930	42%

Tabla 21. Ejecución Línea Belén - Ínsula 115 Kv para el año 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 kV	Cantidad	Valor
km de fibra óptica ADSS/OPGW	21.4	\$ 955
km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2	21.4	\$ 5,975
Total general	42.7	\$ 6,930

Tabla 22. Unidades constructiva Línea Belén - Ínsula 115Kv planeado año 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 kV	Cantidad	Valor
km de fibra óptica ADSS/OPGW	21.44	\$ 958
km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-1	0.67	\$ 238
km línea rural - circuito doble - torre metálica - conductor D-N4-2	0.67	\$ 252
km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2	16.41	\$ 4,589
km línea urbana - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2	3.69	\$ 1,128
UC especial proyecto Variante Belén - Ínsula 115 kV	2.00	\$ 9,198
Total general	44.87	\$ 16,363

Tabla 23. Unidades constructiva Línea Belén - Ínsula 115Kv ejecutado año 2020 (valores en millones a diciembre de 2017)

4.14. PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN GAMARRA 34.5 KV

Motivado por el crecimiento vegetativo de la demanda en los municipios de Gamarra y Morales, y el ingreso de nuevas cargas como son los puertos fluviales para el transporte de carga por medio del río Magdalena, los circuitos de nivel de tensión dos 13.8 kV asociados a la subestación Aguachica, estaban presentando un alto grado de cargabilidad llegando a su máxima capacidad operativa, presentando parámetros técnicos por encima de los límites establecidos por la regulación, lo que pudo ocasionar una disminución en la calidad del servicio a los usuarios actuales y haciendo inviable técnicamente la conexión de nuevos usuarios al sistema, esta subestación permite además de asumir carga de alimentadores existentes asociados a la subestación Aguachica, dividir otros alimentadores en tramos más cortos y atender las nuevas cargas de los puertos fluviales ubicados en el municipio de Gamarra.

Para este proyecto nueva subestación eléctrica Gamarra por nivel de tensión 34.5 kV se tuvo una ejecución del **291%** del presupuesto en el plan de inversiones inicial, asociado al proyecto terciario Nueva subestación Gamarra 34.5 kV, ubicado en la regional de Aguachica

En la siguiente tabla se muestra el presupuesto ejecutado en UC y el presupuesto aprobado en el plan de inversiones inicial.

Proyecto	Planeado 2020	Ejecutado 2020	% de ejecución
Nueva subestación Gamarra 34.5 kV	\$ 570	\$ 1,662	291%

Tabla 24. Ejecución Nueva subestación Gamarra 34.5 kV para el año 2020
(valores en millones a diciembre de 2017)

Adelante se presentan los activos en unidades constructivas que fueron puestos en operación en la nueva subestación eléctrica del sistema.

Nueva subestación Gamarra 34.5 kV	Cantidad	Valor
Cable de guarda	5.1	\$ 19
km de conductor (3 fases) semiaislado 336 kemil	5.1	\$ 1,277
Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	21	\$ 146
Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	51	\$ 201
Sistema de puesta a tierra diseño típico para poste	51	\$ 19
Total general	133.2	\$ 1,662

Tabla 25. Activos Nueva subestación Gamarra 34.5 kV ejecutado año 2020
(valores en millones a diciembre de 2017)