CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

DOCUMENTO SOPORTE
SEGUIMIENTO PLAN DE INVERSIÓN 2019
CREG 015 DEL 2018

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

MAYO DEL 2019

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP

INFORME DE EJECUCIÓN PLAN DE INVERSIÓN 2019

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

MAYO DEL 2019

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2019

TABLA DE CONTENIDO

Pág.

1. ENTORNO SOCIAL Y ECONÓMICO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL OR CENS 1
2. RESUMEN PLAN DE INVERSIONES 2019 2
2.1 PLAN DE INVERSIÓN REPORTE CIRCULAR 012 DEL 2020 3
2.2 PLAN DE INVERSIÓN EJECUTADO POR EL OR CENS. 4
3. PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2019 POR EL OR CENS 5
3.1 PROYECTOS TIPO I Y II 5
3.2 PROYECTOS TIPO III Y IV. 6
3.3 PROYECTOS INSCRITOS AL BANCO DE EPM. 9
4. DIAGNOSTICO DEL SISTEMA OR CENS 12
4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA 21
5. EJECUCIÓN DE PROYECTOS INSCRITOS EN EL BANCO DE PROYECTOS DE EPM. 24
5.1 PROYECTO DE INVERSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO DE ENERGÍA. 24
5.1.1 Proyecto terciario construcción de enlaces 27
5.1.2 Proyecto terciario instalación primer, segundo y tercer elemento del circuito 30
5.1.3 Proyecto terciario instalación de cortacircuitos de tres etapas. 32
5.1.4 Proyecto terciario reposición de reconectadores en mal estado. 33
5.1.5 Indicadores de calidad media 37
5.1.6 Indicadores de calidad individual. 43
5.2 PERDIDAS DE ENERGÍA 47
5.2.1 Proyecto control pérdidas de energía. 47
5.2.2 Desviación del proyecto control pérdidas de energía. 50
5.3 PROYECTO COMPRA DE BIEN FUTURO 51
5.3.1 Desviación del proyecto compra de bien futuro. 52
5.4 PROYECTO EXPANSIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS 52
5.4.1 Desviación del proyecto terciario expansión de nuevos usuarios – red de uso 54
5.5 PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN CAMPO II 34.5 KV 55
5.5.1 Desviación proyecto subestación eléctrica Campo II 34.5 kV. 57
5.6 PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN GAMARRA 34.5 KV 58
5.6.1 Desviación del proyecto subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV. 60
5.7 PROYECTO REPOSICIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS 61

5.7.1 Proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad. 63
5.7.2 Proyecto terciario modernización redes de BT 65
5.7.3 Proyecto terciario reposición anual de postes rurales de BT 68
5.7.4 Proyecto terciario reposición anual de postes rurales de MT 70
5.7.5 Proyecto terciario reposición anual equipos de línea. 72
5.7.6 Proyecto terciario reposición red obsoleta MT 74
5.8 PROYECTO REPOSICIÓN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CENS 77
5.8.1 Desviación y fuera del plan del proyecto terciario equipos de subestaciones. 78
5.9 PROYECTO REPOSICIÓN TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN CENS 80
5.9.1 Desviación del proyecto terciario reposición de transformadores de distribución. 81
5.10 PROYECTO REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS 115 KV CENS 82
5.10.1 Desviaciones proyecto repotenciación de líneas 115 kV CENS 84
6. SISTEMA DE GESTION DE ACTIVOS 85
6.1 POLÍTICA PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS PRODUCTIVOS 86
6.2 PLAN ESTRATÉGICO DE GESTIÓN DE ACTIVOS 86
6.2.1 Alcance del sistema de gestión de activos 86
6.2.2 Objetivos de gestión de Activos 86
6.3 IMPLEMENTACIÓN DE GESTIÓN DE ACTIVOS EN LA ORGANIZACIÓN 87
6.3.1 Desarrollo de la hoja de ruta. 87
6.3.2 Grado de madurez 88
6.3.3 Metodologías proyectadas para la Gestión de Activos 89
6.4 INVERSIONES GESTION DE ACTIVOS 89
6.4.1 Recursos reconocidos para el proyecto gestión de activos. 89
6.4.2 Recurso horizonte a cinco años para el proyecto gestión de activos 90
6.5 ACCESO A LA INFORMACION DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL OR CENS 91
7. UNIDAD CONSTRUCTIVA ESPECIAL 91
7.1 CAJA HERMÉTICA METÁLICA PARA 12 MEDIDORES 91
7.1.1 Condiciones técnicas 91
7.1.2 Costo detallado de cada equipo 92
7.1.3 Costos de instalación asociados 93

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2019

ÍNDICE DE TABLAS

Pág.

Tabla 2.1.1 Resumen plan de inversiones 2019 por proyecto (valores en millones de pesos a diciembre de 2017). 3
Tabla 2.2 Resumen plan de inversiones 2019 por proyecto (valores en millones de pesos a diciembre de 2017). 4
Tabla 3.1.1 Desagregación del plan de inversiones 2019 de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 10
Tabla 3.1.2 Ejecución plan de inversiones 2019 de acuerdo a la categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 11
Tabla 4.1 Activos operados por el OR CENS. 13
Tabla 4.2 total de usuarios del OR CENS a diciembre del 2019. 14
Tabla 4.3 Total de usuarios del OR CENS por nivel de tensión. 15
Tabla 4.4 Cantidad de usuarios por estrato. 15
Tabla 4.5 Cantidad de usuarios comerciales por nivel de tensión. 16
Tabla 4.6 Cantidad de usuarios industriales por nivel de tensión 17
Tabla 4.7 Cantidad de usuarios oficial por nivel de tensión 17
Tabla 4.8 Cantidad de usuarios alumbrado público por nivel de tensión 18
Tabla 4.9 Cantidad de usuarios provisionales por nivel de tensión 18
Tabla 4.10 Distribución de cuentas nuevas en el área de cobertura del OR CENS. 18
Tabla 4.13 Solicitudes de proyectos de generación a diciembre del 2019 al OR CENS. 20
Tabla 4.1.1 Proyección de la demanda de potencia máxima unidad de control de pronostico CENS (MW). 22
Tabla 4.1.2 Proyección de la demanda de energía eléctrica unidad de control de pronostico CENS (GWh). 22
Tabla 4.1.3 Diferencia de potencia máxima 2019 OR vs UPME 22
Tabla 4.1.4 Diferencia de energía máxima 2019 OR vs UPME 22
Tabla 4.1.5 Proyección de potencia máxima del OR CENS 23
Tabla 4.1.6 Proyección de energía máxima del OR CENS 24
Tabla 5.1.1 Proyectos terciarios asociados al proyecto inscrito al banco de Epm Automatización de redes de distribución CENS (valores en millones de pesos a diciembre de 2017). 25
Tabla 5.1.2 Desagregación del proyecto de inversión de mejoramiento de la calidad del servicio de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017). 26
Tabla 5.1.4.1 Instalación de reconectadores en cada regional del área de cobertura del OR CENS 35
Tabla 5.1.5.1 Metas por calidad 2019. 37
Tabla 5.1.5.2 Metas por calidad media para el periodo 2020 – 2024. 41
Tabla 5.1.5.3 participaciones por regionales 2018 y 2019 del Top 30 de calidad 42

Tabla 5.1.6.1 indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 2 y 3.....44
Tabla 5.1.6.2 Descripción de los indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 2 y 3.....44
Tabla 5.1.6.3 indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 1.....44
Tabla 5.1.6.4 Descripción de los indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 1.....45
Tabla 5.1.6.5 indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 2 y 3.....45
Tabla 5.1.6.6 Descripción de los indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 2 y 3.....46
Tabla 5.1.6.7 indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 1.....46
Tabla 5.1.6.8 Descripción de los indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 1.....46
Tabla 5.2.1.1 Presupuesto ejecutado por nivel de tensión.....47
Tabla 5.2.1.2 Presupuesto ejecutado por regional por el proyecto terciario control pérdidas de energía.....47
Tabla 5.2.1.3 Meta 2019 índice de perdidas.....49
Tabla 5.2.1.4 Metas IPT para el OR CENS en el periodo 2020 – 2024.....49
Tabla 5.3.1 Proyecto terciario compra de bien futuro valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.....51
Tabla 5.4.1 Proyecto terciario expansión nuevos usuarios – red de uso valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.....53
Tabla 5.5.1 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV 34.5 kV.....56
Tabla 5.5.2 Proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV. valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.....56
Tabla 5.6.1 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV.....59
Tabla 5.6.2 Proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV. valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.....59
Tabla 5.7.1 Ejecución proyectos terciarios asociados al proyecto inscrito en el banco de Epm reposición redes de distribución valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 61
Tabla 5.7.2 Presupuesto ejecutado por nivel de tensión.....62
Tabla 5.7.2.1 Ejecución proyecto terciario modernización redes de BT por nivel de tensión. 65
Tabla 5.7.2.2 Desviación del proyecto modernización red BT por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 68
Tabla 5.7.5.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de equipos de línea por nivel de tensión.....72
Tabla 5.7.5.2 Desviación del proyecto reposición anual de equipos de línea por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).....74

Tabla 5.7.6.1 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT por nivel de tensión. 74
Tabla 5.7.6.2 Desviación del proyecto reposición red obsoleta MT por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 77
Tabla 5.8.1 Ejecución proyecto terciario equipos de subestaciones por nivel de tensión ... 77
Tabla 3.1.2 Desviación y fuera del plan de inversiones 2019 proyecto equipos de subestaciones por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 79
Tabla 5.10.1 Proyectos terciarios inscritos en el plan de inversiones inicial al proyecto repotenciación de líneas de 115 kV. 82
Tabla 5.10.2 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV 83
Tabla 6.4.1 Presupuesto aprobado plan de inversiones 2019 – 2023 OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 90
Tabla 6.4.2 Valor de UC especial para el OR CENS en el proyecto gestión de activos periodo 2019 – 2023 valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 90
Tabla 6.4.3 Modificación proyecto gestión de activos periodo 2020 – 2024 valorado en Millones de pesos colombianos ($MCOP). 91
Tabla 7.1.3 Precio adjudicado para la actividad Montaje de gabinete para SIM. 93

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2019

ÍNDICE DE FIGURAS

Pág.

Figura 1. Área cobertura del OR CENS. 1
Figura 2.1.1 Participación de las inversiones a realizar en un horizonte a cinco años por parte del OR CENS (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)..... 3
(valores en millones de pesos a diciembre de 2017). 4
Figura 2.1 Participación de las inversiones a realizar en un horizonte a cinco años por parte del OR CENS. 5
Figura 3.1 Participacion de cada proyecto inscrito al banco de epm. 10
Figura 3.2 porcentaje del plan de inversiones 2019 de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 11
Figura 3.3 Porcentaje del plan de inversiones 2019 de acuerdo a la categoria del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017) 12
Figura 4.1 Area de cobertura del OR CENS. 13
Figura 4.2 Cantidad de usuarios en el área de cobertura del OR CENS. 14
Figura 4.3 Crecimiento anual 2019, en usuarios residenciales para el OR CENS. 15
Figura 4.4 Crecimiento anual 2019, en usuarios comerciales para el OR CENS 16
Figura 4.5 Crecimiento anual 2019, en usuarios industriales para el OR CENS. 16
Figura 4.6 Crecimiento anual 2019, en usuarios oficial para el OR CENS. 17
Figura 4.7 Crecimiento anual 2019, en usuarios alumbrado publico para el OR CENS. ... 17
Figura 4.8 Crecimiento anual 2019, en usuarios provisionales para el OR CENS. 18
Figura 4.9 Vinculacion de usuarios 2019. 19
El total de usuaris a diciembre del 2019 que se encuentran atendidos por otros comercializadores en el area de cobertura del OR CENS son los siguientes: 19
Tabla 4.11 Usuarios de comercializadores diferente al OR CENS. 19
Tabla 4.12 Usuarios proyectados 2020 – 2024 OR CENS. 20
Figura 4.10 Capacidad de generación solicitada al OR CENS en la anualidad 2019 por nivel de tensión. 21
Figura 4.1.1 Demanda de potencia máxima unidad de control de pronostico CENS vs UPME (MW). 23
Figura 4.1.2 Demanda de energia máxima unidad de control de pronostico CENS vs UPME (GWh). 24
Figura 5.1.1 Porcentaje de ejecución de cada proyecto terciario asociado al proyecto de inversión para el mejoramiento de la calidad de servicio de energía. 26
Figura 5.1.2 Porcentaje de ejecución de cada proyecto terciario por regional asociado al mejoramiento de calidad del servicio de energía. n.1(contruccion de enlaces), n.2 (Cumplimiento segundo elemento del circuito), n.3 (Cumplimiento tercer elemento de corte en la red), n.4 (Instalación de Cortacircuitos tres etapas) y n.5 (Reposición de

reconectadores en mal estado). 27
Figura 5.1.1.1 Ejecución proyecto terciario construcción de enlaces valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 28
Figura 5.1.1.2 Proyecto terciario construcción de enlaces 29
Figura 5.1.1.1 Regional donde se incurrieron en la desviacion del poryecto terciario contruccion de enlaces valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 30
Figura 5.1.2.1 Ejecucion proyecto terciario instalacion del segundo elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 31
Figura 5.1.2.2 Ejecucion proyecto terciario instalacion del tercer elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 31
Figura 5.1.2.3 Desviacion del proyecto terciario instalacion del segundo elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS. 32
Figura 5.1.2.4 Desviacion del proyecto terciario instalacion del tercer elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS. 32
Figura 5.1.3.1 Ejecucion proyecto terciaris instalacion de coracircuitos de tres etapas valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 33
Figura 5.1.4.1 Ejecucion proyecto terciario reposicion de reconectadores en mal estado valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 34
Figura 5.1.4.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion de reconectadores en mal estado. . 35
Figura 5.1.4.3 Alimentadores intervenidos en la reposicion de los equipos reconectadores nivel de tension dos y tres. 35
Figura 5.1.4.4 Desviacion del proyecto terciario Reposicion de reconectadores en mal estado valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS. 36
Figura 5.1.5.1 Indicador SAIDI para el OR CENS 2018. 37
Figura 5.1.5.2 Indicador SAIFI para el OR CENS 2018 38
Figura 5.1.5.3 Indicador SAIDI para el OR CENS 2019 38
Figura 5.1.5.4 Indicador SAIFI para el OR CENS 2019 39
Figura 5.1.5.5 comparativo acumulado 2018 y 2019 indicador SAIDI vs meta CREG. 39
Figura 5.1.5.6 comparativo acumulado 2018 y 2019 indicador SAIFI vs meta CREG. 40
Figura 5.1.5.7 Metas calidad media para el OR CENS para el periodo 2020 – 2023. 41
Figura 5.1.5.7 Top 30 de calidad 2018 vs 2019. 42
Figura 5.1.5.8 a) Participacion Top 30 de calidad 2018, b) Participacion Top 30 de calidad 2019. Azul (Ocaña), Amarillo (Tibú), Crema (Cúcuta), Gris (Pamplona) y Verde (Aguachica) 43
Figura 5.2.1.1 Porcentaje de ejecucion realizada en cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS. 48
Figura 5.2.1.2 Ejecución proyecto terciario control perdidas de energía valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 48
Figura 5.2.1.3 Metas Indice de perdidas tecnicas para el OR CENS en un horizonte de cinco años. 49
Figura 5.2.1.4 Proyecto control pérdidas de energia 50

Tabla 5.2.2.1 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 51
Figura 5.2.2.1 Porcentaje de desviacion ejecutado en el area de cobertura del OR CENS por el proyecto control pérdidas de energia valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017..... 51
Figura 5.3.1 Ejecución proyecto terciario compra de bien futuro valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 52
Figura 5.4.1 Ejecución proyecto terciario expansion nuevos usuarios red de uso valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 53
Figura 5.4.2 Porcentaje de inversión para el proyecto terciario expansion nuevos usuarios – red de uso para cada regional del área de cobertura del OR CENS. 54
Figura 5.4.3 Proyecto terciario expansión de nuevos usuarios – red de uso. 54
Figura 5.4.1.1 Porcentaje de desviacion del proyecto terciario expansion nuevos usuarios – red de uso para cada regional del área de cobertura del OR CENS. 55
Figura 5.5.1 Ejecución proyecto terciario Nueva subestacion electrica Campo II 34.5 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 57
Figura 5.5.2 Subestación eléctrica Campo II 34.5 kV..... 57
Tabla 5.5.3 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Campo II 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 58
Figura 5.6.1 Ejecución proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 59
Figura 5.6.2 Subestacion electrica Gamarra 34.5 kV 60
Tabla 5.6.3 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 61
Figura 5.7.1 Porcentaje ejecución de los proyectos terciarios que hacen participe del proyecto inscrito al banco de epm como reposición de redes de distribución. 62
Figura 5.7.2 porcentaje de inversión realizada en cada una de las regionales del área de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 63
Figura 5.7.1.1 Ejecución proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 63
Figura 5.7.1.2 Proyecto cumplimiento distancias de seguridad. 64
Figura 5.7.1.3 Desviacion del proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en el area de cobertura del OR CENS. 65
Figura 5.7.2.1 Ejecución proyecto terciario modernización redes de BT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 66
Figura 5.7.2.2 Ejecucion poryecto terciario modernizacion redes BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 66
Figura 5.7.2.3 Proyecto Modernización redes BT. 67
Figura 5.7.3.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de postes rurales BT valorado

en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 68
Figura 5.7.3.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 69
Figura 5.7.3.3 Desviación del proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 70
Figura 5.7.4.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de postes rurales MT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 70
Figura 5.7.4.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 71
Figura 5.7.4.3 EDesviación del proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 72
Figura 5.7.5.1 Ejecución proyecto terciario reposicion anual equipos de linea valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 73
Figura 5.7.5.2 Ejecución proyecto terciario reposición anual de equipos de linea en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 73
Figura 5.7.6.1 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 75
Figura 5.7.6.2 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 75
Figura 5.7.6.3 Proyecto reposicion red obsoleta MT. 76
Figura 5.8.1 Ejecución proyecto terciario equipos de subestaciones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 77
Figura 5.8.2 Ejecucion proyecto terciario equipos de subestaciones en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 78
Figura 5.8.3 Proyecto equipos de subestaciones. 78
Figura 5.9.1 Ejecución proyecto terciario reposicion anual de transformadores valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 80
Figura 5.9.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de transformadores en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 81
Figura 5.9.3 Desviación del proyecto terciario reposicion anual de transformadores en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. 82
Figura 5.10.1 Ejecución proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 83
Figura 5.10.2 Proyecto repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV. 85
Figura 6.3.1.1 Avance hoja de ruta por lotes de control en 2019 88
Figura 6.3.1.2 Estado de metodologías Hoja de ruta 2019 88
Figura 6.3.2.1 Grafico radar comparativo del grado de madurez de gestión de activos 89

Figura 7.1 Caja hermetica metalica para 12 medidores 92

UNIDAD DE GESTIÓN OPERATIVA

PLAN DE INVERSIONES REGULATORIO DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN 2019

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 2019.

Anexo 3. Avance de la Hoja de ruta para la implementación de gestión de activos y cierre de brechas en CENS.

Anexo 4. Documento soporte Unidad Constructiva especial - caja hermética metálica para 12 medidores.

1. ENTORNO SOCIAL Y ECONÓMICO DEL ÁREA DE INFLUENCIA DEL OR CENS

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 un alto desempleo e informalidad laboral, migración venezolana y dinámica de los grupos armados ilegales. Los cuales 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, estableciendo mecanismos que facilitan el relacionamiento con los diferentes grupos de interés bajo los principios de institucionalidad, congruencia, transparencia y respeto, gestionando temas de interés común, considerados como relevantes en materia económica, social y ambiental que son las claves para la sostenibilidad empresarial y la construcción de territorios competitivos.

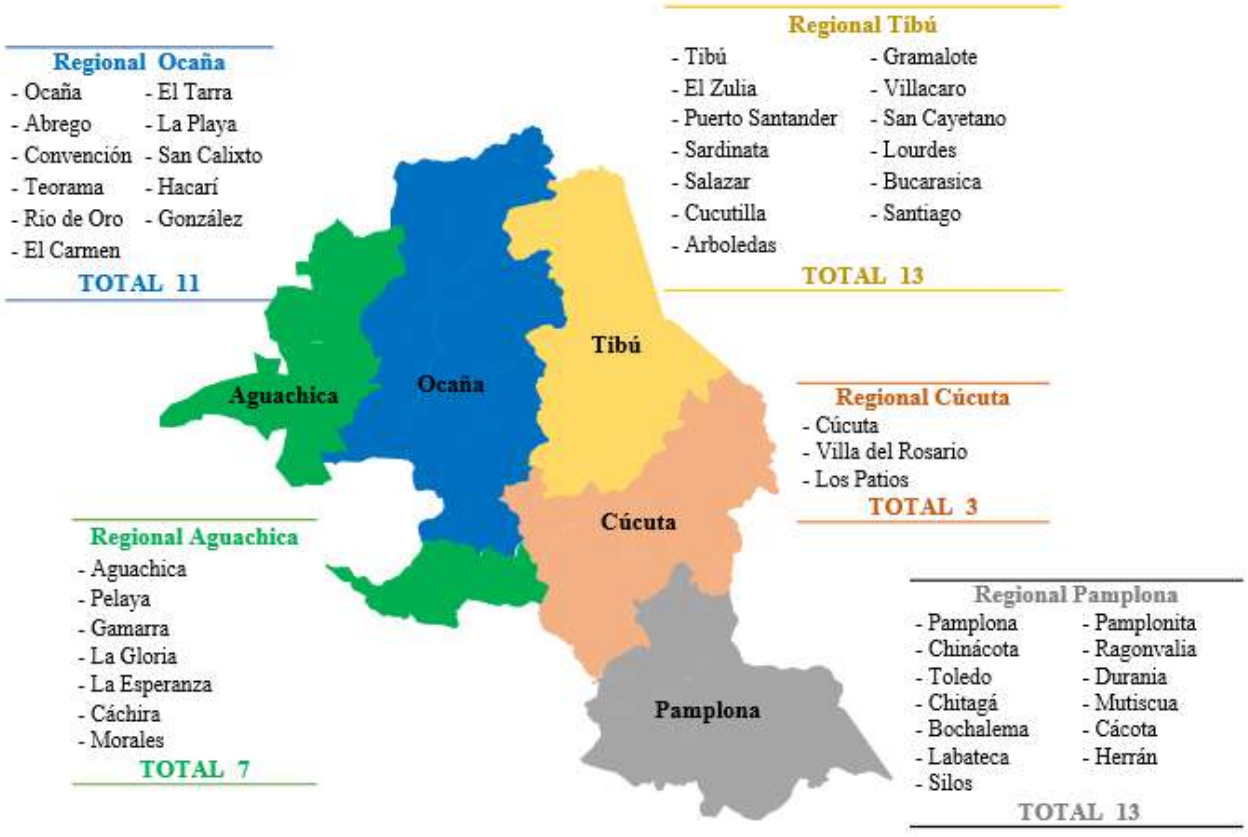


Figura 1. Área cobertura del OR CENS.

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

2. RESUMEN PLAN DE INVERSIONES 2019

El Plan de Inversiones de CENS para 2019, contemplo proyectos necesarios para atender el crecimiento de la demanda en el área de influencia y operar el sistema eléctrico de una manera óptima, buscando minimizar los riesgos de desatención en el suministro de energía eléctrica, teniendo en cuenta criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos en la regulación vigente y alineados con los requisitos descritos en la resolución CREG 015 de 2018.

Para la ejecución de las obras inscritas en el plan, se realizan análisis técnicos periódicos de planeamiento, que permitieron identificar las inversiones necesarias que garantizan la atención de la demanda, la mejora en la calidad del servicio, optimización de la operación de los activos existentes y la implementación de nuevas tecnologías contribuyendo al desarrollo de territorios sostenibles y competitivos, generando bienestar y desarrollo con equidad en nuestra área de influencia, mediante una actuación responsable.

Para la identificación de cada una de estas necesidades, se tienen en cuenta diversas fuentes de información y criterios empleados, como: proyecciones de demanda, diagnósticos del sistema de distribución, criterios de expertos, análisis de cargabilidad, mejoras operacionales, señales de los entes gubernamentales (CREG, UPME, gobernación, alcaldías, etc.), entre otros.

Este documento presenta la ejecución del plan de inversiones 2019 de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 del 2018 y la circular 024 del 2020 y sus modificaciones.

El plan de inversiones ejecutado por el OR CENS contempla los cuatro tipos de inversiones de acuerdo a lo establecido en el capítulo 6 de la resolución CREG 015 del 2018, los cuales buscan atender a nuevos usuarios, mejorar las condiciones del servicio de los usuarios actuales y optimizar la operación de los activos existentes. Los proyectos Tipo I y II, son motivados por la atención de la demanda y buscan atender la proyección de demanda de nuevos usuarios y eliminar restricciones del sistema en cuanto a la capacidad actual de los activos. Los proyectos tipo III, buscan minimizar los riesgos de desatención de la demanda debido a la antigüedad y vulnerabilidad de los activos, proponiendo la reposición de activos para el mejoramiento en la prestación del servicio de energía. Finalmente, los proyectos tipo IV, están enfocados en la instalación de activos nuevos para el mejoramiento de la calidad del servicio, disminución y control de pérdidas no técnicas de energía y la implementación de nueva tecnología.

Todos los proyectos, independiente del tipo al que pertenecen cumplen con el ciclo de planeación de proyectos establecida por CENS, pasando por la identificación de la necesidad, análisis de alternativas y estudio de la conveniencia de la inversión, la formulación del proyecto y finalmente la selección de la recomendación de inversión, con una relación beneficio costo de cara a país superior a 1.

2.1 PLAN DE INVERSIÓN REPORTE CIRCULAR 012 DEL 2020

Durante 2019 se realizaron inversiones que permitieron mejorar la calidad y prestación del servicio de energía en el área de influencia del OR CENS. Para dar alcance a la circular 012 del 2020 para el cálculo de las variables del cargo de distribución se reportó una inversión de COP $ 77,017 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 ver Tabla 2.. Equivalente a un **84%** del plan de inversiones reportado.

TIPO DE INVERSIÓN	2019 Meta	2019 Ejecutado
Control y Reducción de Pérdidas de energía	14,267	**10,208**
Mejoramiento de la Calidad de servicio de Energía	9,947	**6,862**
Motivado en la atención de Demanda	34,974	**28,996**
No motivado en la atención de Demanda	32,249	**30,952**
TOTAL	**91,436**	**77,017**

Tabla 2.1.1 Resumen plan de inversiones 2019 por proyecto (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

En la figura 2.1.1 se da el porcentaje de ejecución correspondiente a cada tipo de inversión mencionado en la tabla 2.1.1.

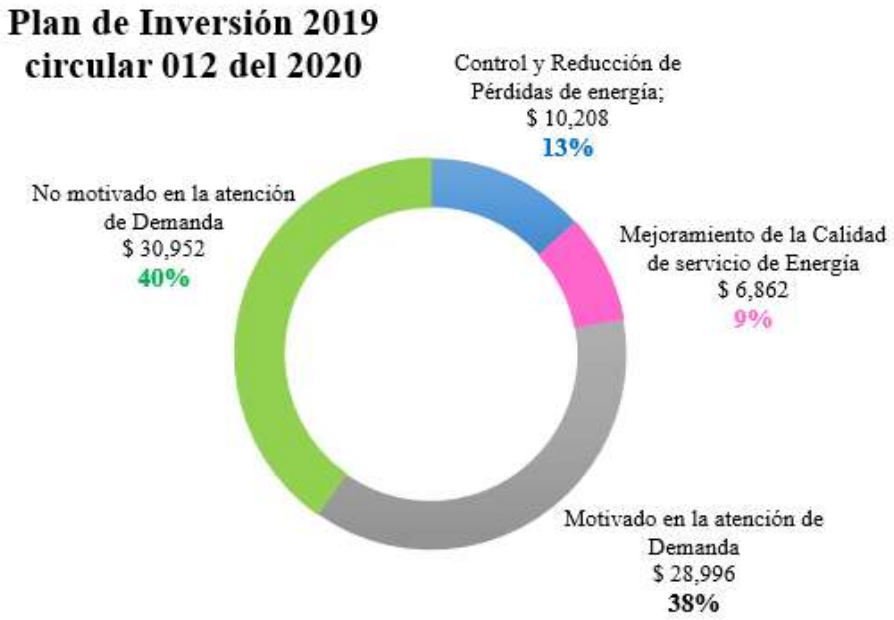


Figura 2.1.1 Participación de las inversiones a realizar en un horizonte a cinco años por parte del OR CENS (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

Adicional a la ejecución presentada mediante la circular 012 del 2020 se incluye la ejecución de COP $ 291 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, asociados a los proyectos terciarios modernización redes de BT, reducción control perdidas de energía y reposición de red obsoleta que no pudieron ser reportados en

la circular por ajustes administrativos. obteniendo así una ejecución de COP $ 77,308 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 para el OR CENS.

2.2 PLAN DE INVERSIÓN EJECUTADO POR EL OR CENS.

Durante el 2019 se ejecutó el **80** % del plan de inversiones reportadas, con una inversión de COP $ 73,169 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, tal como se observa a continuación:

TIPO DE INVERSIÓN	2019 Meta	2019 Ejecutado
Control y Reducción de Pérdidas de energía	14,267	9,106
Mejoramiento de la Calidad de servicio de Energía	9,947	7,540
Motivado en la atención de Demanda	34,974	32,516
No motivado en la atención de Demanda	32,249	24,007
TOTAL	**91,436**	**73,169**

Tabla 2.2 Resumen plan de inversiones 2019 por proyecto (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

Nota: El Plan de inversiones del OR CENS presento un 27 **%** de subejecución equivalente a COP $ 19,611 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En diciembre de 2019 se presentó a la CREG, el plan de inversiones para el periodo tarifario 2020-2024. Ver tabla 2.3.

TIPO DE INVERSIÓN	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL 2020-2024
Control y Reducción de Pérdidas de energía	4,704	12,296	6,096	5,726	5,726	34,547
Mejoramiento de la Calidad de servicio de Energía	2,543	0	0	0	0	2,543
Motivado en la atención de Demanda	15,928	7,786	63,215	66,531	2,014	155,475
No motivado en la atención de Demanda	38,908	40,978	37,493	35,569	43,045	195,992
Implementación del sistema de gestión de activos	5,243	3,608	2,146	1,815	2,034	14,846
TOTAL	**67,326**	**64,668**	**108,950**	**109,641**	**52,819**	**403,404**

Tabla 2.3 Desagregación del plan de inversiones 2020 - 2024 de acuerdo al tipo de inversión. (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

En la siguiente figura se muestra la variación de las inversiones a realizar por parte del OR CENS.

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS SSP

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

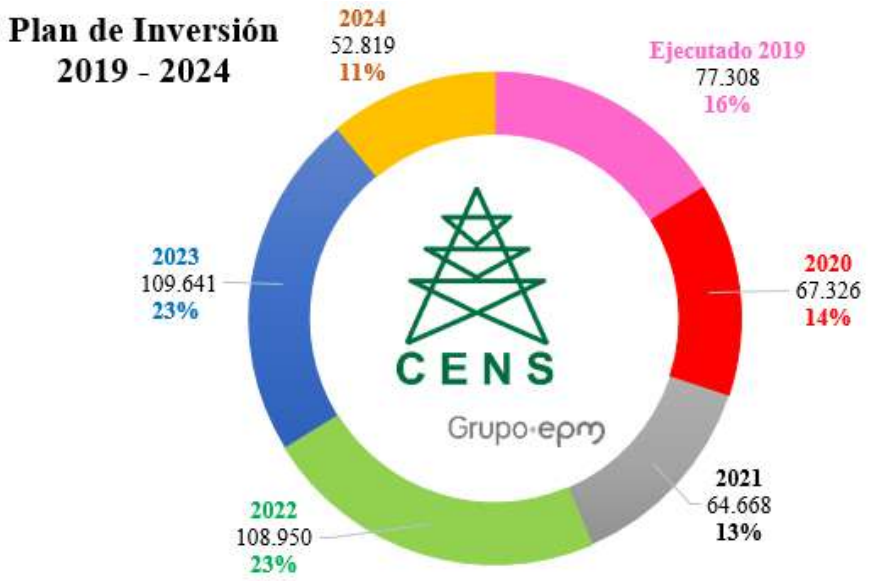


Figura 2.1 Participación de las inversiones a realizar en un horizonte a cinco años por parte del OR CENS.

En la figura 2.1 se puede observar que la ejecución del plan de inversiones para la anualidad 2019, está por encima de lo que se tiene contemplado ejecutar en las anualidades 2020, 2021 y 2024.

3. PROYECTOS CONTEMPLADOS EN EL PLAN DE INVERSIONES 2019 POR EL OR CENS

Para dar cumplimiento con la ejecución de los proyectos del plan de inversiones es necesario realizar algunas gestiones socio-ambientales, prediales y de servidumbre, siempre dando cumplimiento a diferentes criterios técnicos, regulatorios, jurídicos y financieros. Las gestiones en los frentes socio- ambientales, deben identificarse, evaluarse, prevenirse mitigarse y compensarse, mediante la elaboración de estudios ambientales: Estudio de Impacto Ambiental - EIA, este incluye el diseño del Plan de Manejo Ambiental - PMA, el Plan de Monitoreo y Seguimiento (PMS) y Plan de Desmantelamiento, así como el Plan de Contingencia y Plan de Compensación; en las fases de desarrollo y puesta en servicio, se implementan los programas, medidas de manejo y acciones descritas en los planes mencionados; los cuales cobran gran importancia debido a que en estas fases los programas de compensación forestal, arqueología, reasentamiento de familias, comunicación y participación comunitaria dan un total cumplimiento la ejecución de cada uno de los proyectos.

3.1 PROYECTOS TIPO I Y II

Los proyectos tipo I y II, que están enfocados a la atención del crecimiento de la demanda en el área de influencia de CENS garantizan una correcta operación del sistema y para la

planeación de las inversiones en el sistema eléctrico de distribución, se analizan las diferentes soluciones que puedan atender las restricciones técnicas y operativas del sistema, partiendo de las señales como: las proyecciones de demanda, expansión vegetativa identificada, instalación de nuevos elementos en la red, solicitudes de conexión de nuevos clientes y cargabilidad de los activos, entre otras.

Como punto de partida se realiza un diagnóstico del sistema de distribución, en operación normal y en contingencia sencilla n – 1, por medio del cual se identifica las posibles dificultades que se pueden presentar en el periodo de planeación, como lo son: sobrecargas no permitidas, perfiles de tensión por fuera de los límites permitidos y altas pérdidas técnicas, ante los incrementos de demanda por nuevos usuarios o por reconfiguración de circuitos.

Se identifican los activos que requieren algún tipo de inversión asociada a la atención de la demanda y se proponen proyectos de infraestructura que eliminen las respectivas restricciones o que se requieran para la atención de las nuevas cargas, en cumplimiento de los criterios de calidad, confiabilidad y seguridad establecidos, bajo el principio de eficiencia económica y en consideración de los aspectos socio- ambientales y prediales.

Beneficios identificados por el OR CENS para los proyectos tipo I y II

- Demanda no atendida: Es la energía anual que en caso de no ejecutarse el proyecto no se podría atender, es decir a las cargas nuevas que se proveen ingresaran al sistema en los próximos años corto y mediano plazo. Para el cálculo de la demanda no atendida se utilizan como insumos el crecimiento de demanda por alimentador el comportamiento diario que presenta la subestación eléctrica y el costo de racionamiento operativo.

- Disminución de costos AOM: Partiendo de la premisa en la que un activo reemplazado por uno nuevo requiere un costo menor en mantenimiento; se establece un beneficio en reducción del AOM teniendo en cuenta la diferencia entre el AOM reconocido de acuerdo a la CREG 015 del 2018 y el AOM demostrado en 2018, el cual se estima con respeto al costo de reposición de referencia (Crr).

- BRAFO: De acuerdo con la formulación y el cálculo de ingresos en la resolución CREG 015 del 2018 se establece que una vez un elemento salga de operación su valor debe deducirse de la base regulatoria de activos (BRA), generando una disminución de los ingresos para el OR y un beneficio para el usuario, al dejar de pagar por un activo que sale de operación.

3.2 PROYECTOS TIPO III Y IV.

Los proyectos Tipo III – no motivados en la atención de la demanda, tienen como punto de partida la antigüedad y el estado de los activos, los históricos de falla, el análisis de riesgos

y la incorporación de nuevas tecnologías, buscando garantizar la operación optima del sistema con criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, dentro de las políticas ambientales de la empresa.

Los análisis correspondientes se realizan con información histórica propia de la organización (consumos de demanda, operación del sistema y de fallas programadas y no programadas) y con información normativa y regulatoria, los cuales son los principales insumos para la planeación adecuada.

Con la estructuración de proyectos Tipo IV, se pretende formular proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos, los cuales están enfocados al cumplimiento de los requisitos y requerimientos para el cumplimiento del esquema de calidad del servicio, mejoramiento de los indicadores de calidad del servicio, reducción y mantenimiento pérdidas de energía y la renovación de tecnología de los activos.

Criterios técnicos

- **Reposición por seguridad**

  Mediante este programa se realiza la reposición de infraestructura que no está cumpliendo con las distancias establecidas por el RETIE principalmente activos correspondientes a redes y líneas de transmisión y que presentan un alto riesgo para la vida humana, Si bien alguna de esta infraestructura no ha cumplido su vida útil, se requiere su reposición por temas asociados a la seguridad, en la mayoría de situaciones se requiere cambiar la tecnología de cable aéreo desnudo a cables semi-aislados para poder cumplir con las distancias de seguridad que muchas veces son invadidas debido a construcciones, algunas sobre las cuales no existen los debidos controles de las autoridades municipales.

  También se requiere expansiones para normalizar aquellas subestaciones que actualmente presentan un riesgo para la operación y el mantenimiento ya que al necesitar hacer algunas intervenciones es necesario realizar interrupciones debido a que su configuración o disposición física no permiten intervenciones seguras por parte del personal operativo.

- **Reposición por condición técnica**

  El principal equipo encargado de la inspección técnica de los activos del OR CENS es mantenimiento donde ellos aseguran el monitoreo de las condiciones de los equipos y que estos se mantengan para proporcional los niveles adecuados de servicio para satisfacer las necesidad y expectativas de los clientes, cuando por alguna razón esta función se compromete por la condición de los equipos el mismo se debe remplazar, sea por la degradación y bajo rendimiento del equipo, final de su

vida útil, necesidad de expansión del sistema y los activos equipos pueden ser reparados, deshechos, o conservados como estrategia para servir de repuesta a otros equipos en caso de emergencia.

- **Reposición por vida útil**

  Es la reposición de infraestructura que ya cumplió su vida útil y se han convertido en una fuente frecuente de eventos los cuales generan indisponibilidades que afectan los indicadores de tiempo medio entre fallas y tiempo medio de reparaciones.

- **Reposición por necesidad operacional**

  Cuando los equipos se vuelven incapaces en su capacidad de funcionar de manera eficiente por cambios operativos normales o por nuevas demandas de energía.

- **Reposición por evolución tecnológica**

  Cuando se remplaza un equipo por cualquiera de los criterios anteriores y el equipo nuevo llega con una nueva tecnología que hace que se deban remplazar los demás equipos que componen el sistema, por la evolución tecnológica y se mejora el desempeño para mejorar la rentabilidad de la empresa. También se hace necesario reponer equipos de difícil consecución de repuestos, por equipos que me permitan analizar información post-falla, por desempeño ante fallas entre otros.

Beneficios identificados por el OR CENS para los proyectos tipo III y IV.

- Energía no suministrada: Es la energía anual que, en caso no realizar el proyecto y de presentarse un evento en el sistema causaría la no atención de la demanda. Para el cálculo de la ENS se utilizaron como insumos la demanda estimada del caso base por alimentador (proyección de demanda Plan de expansión del SDL), curva de comportamiento característica de consumo por alimentador y el costo de racionamiento operativo (CRO)

- Disminución de costos AOM: Partiendo de la premisa en la que un activo reemplazado por uno nuevo requiere un costo menor en mantenimiento; se establece un beneficio en reducción del AOM teniendo en cuenta la diferencia entre el AOM reconocido de acuerdo a la CREG 015 del 2018 y el AOM demostrado en 2018, el cual se estima con respeto al costo de reposición de referencia (Crr).

- BRAFO: De acuerdo con la formulación y el cálculo de ingresos en la resolución CREG 015 del 2018 se establece que una vez un elemento salga de operación su valor debe deducirse de la base regulatoria de activos (BRA), generando una disminución de los ingresos para el OR y un beneficio para el usuario, al dejar de

pagar por un activo que sale de operación.

- Demanda no atendida: Es la energía anual que, en caso de no ejecutarse el proyecto no se podría atender, es decir a las cargas nuevas que se proveen ingresaran al sistema en los próximos años corto y mediano plazo. Para el cálculo de la demanda no atendida se utilizan como insumos el crecimiento de demanda por alimentador el comportamiento diario que presenta la subestación eléctrica y el costo de racionamiento operativo.

- Reducción del índice de pérdidas técnicas: La energía consumida por los dispositivos del sistema y que no es aprovechable, se denomina pérdidas técnicas. Así, las pérdidas técnicas se deben a la disipación de energía en dispositivos y lugares tales como: líneas, núcleos de los transformadores y conexiones, entre otros. Además, se pueden presentar pérdidas por fenómenos tales como: fallas de alta impedancia, conexiones de mala calidad, conductores mal dimensionados, entre otros. Es por eso que el OR busca evaluar cada una de estas causas presentes en su sistema y tomar acciones como, por ejemplo: realizar balance de fases, movimiento óptimo de tap, repotenciación de conductores reconfiguración, instalación de montaje integral utilizar una técnica de realizar el tendido de sus circuitos con conductor trenzado.

3.3 PROYECTOS INSCRITOS AL BANCO DE EPM.

Por parte del OR CENS se tienen inscritos diez proyectos donde se busca incluir los cuatro tipos de proyectos de inversión de los cuales se mencionan a continuación.

- Automatización de redes de distribución.
- Compra de bien futuro.
- Expansión de redes de distribución CENS.
- Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV.
- Nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV.
- Proyecto gestión y control de pérdidas de energía CENS.
- Reposición redes de distribución CENS.
- Reposición subestaciones y líneas CENS.
- Reposición transformadores distribución CENS.
- Repotenciación de líneas CENS 115 kV.

En la siguiente figura mostramos el porcentaje de inversión que reporto ejecutar el OR CENS para el año 2019.

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS SSP

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

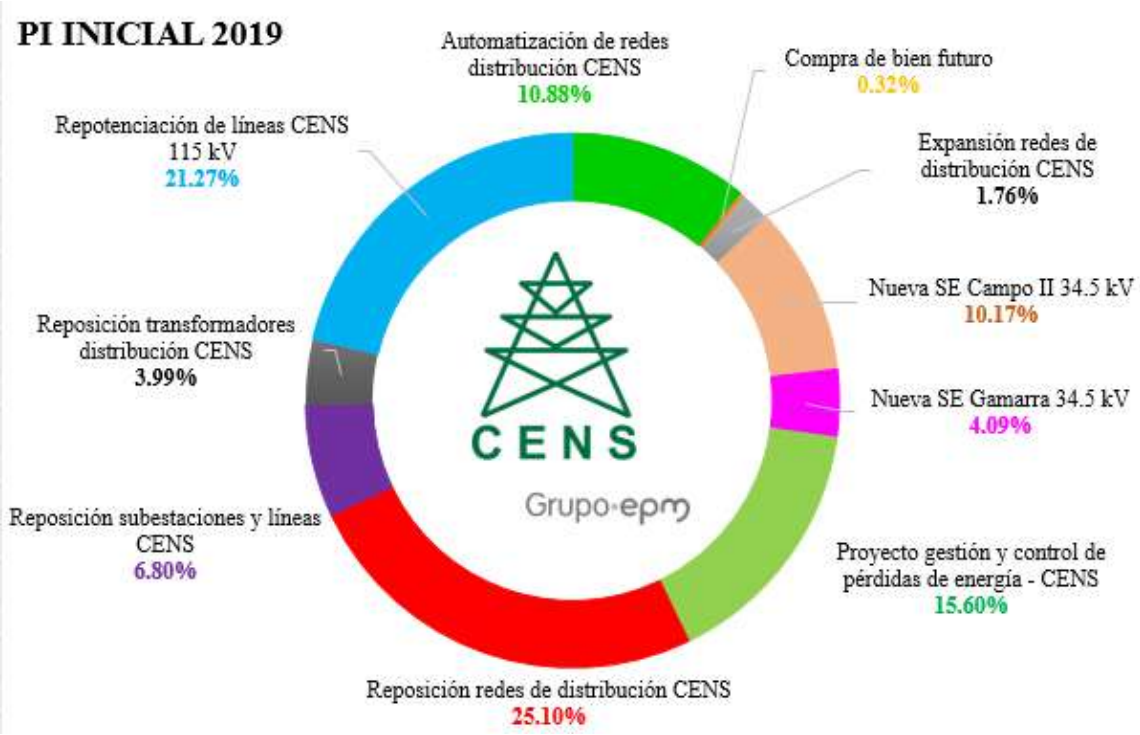


Figura 3.1 Participacion de cada proyecto inscrito al banco de epm.

Cada una de estas inversiones que se tenían contempladas realizar en la vigencia 2019 se encuentra inmersa en su respectivo nivel de tensión, por esto queremos dar a conocer el presupuesto asignado en el PI 2019 por nivel de tensión.

Niveles de Tensión.

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.

NIVEL DE TENSIÓN	2019 Meta	Ejecución 2019
I	14,267	16,514
II	9,947	29,460
III	34,974	11,212
IV	32,249	15,984
TOTAL	**91,436**	**73,169**

Tabla 3.1.1 Desagregación del plan de inversiones 2019 de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

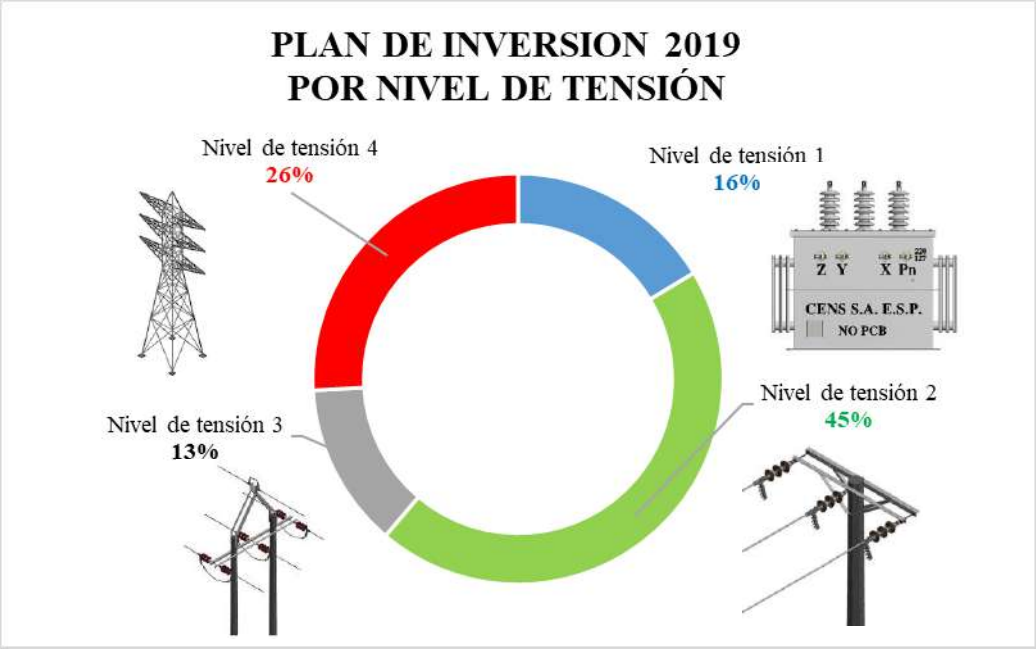


Figura 3.2 porcentaje del plan de inversiones 2019 de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

Ejecución plan de inversión 2019 por categoría de activo.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
1	Transformadores de potencia	2,450
2	Compensación reactiva	
3	Bahías y celdas	5,607
4	Equipo de control, protección y comunicaciones	2,344
5	Equipos de subestación	510
6	Otros activos de subestación	2,050
7	Líneas aéreas	35,400
8	Líneas subterráneas	779
9	Equipos de línea	6,720
10	Centros de control	797
11	Transformadores de distribución	7,288
12	Redes de distribución	9,226
Total		**73,169**

Tabla 3.1.2 Ejecución plan de inversiones 2019 de acuerdo a la categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

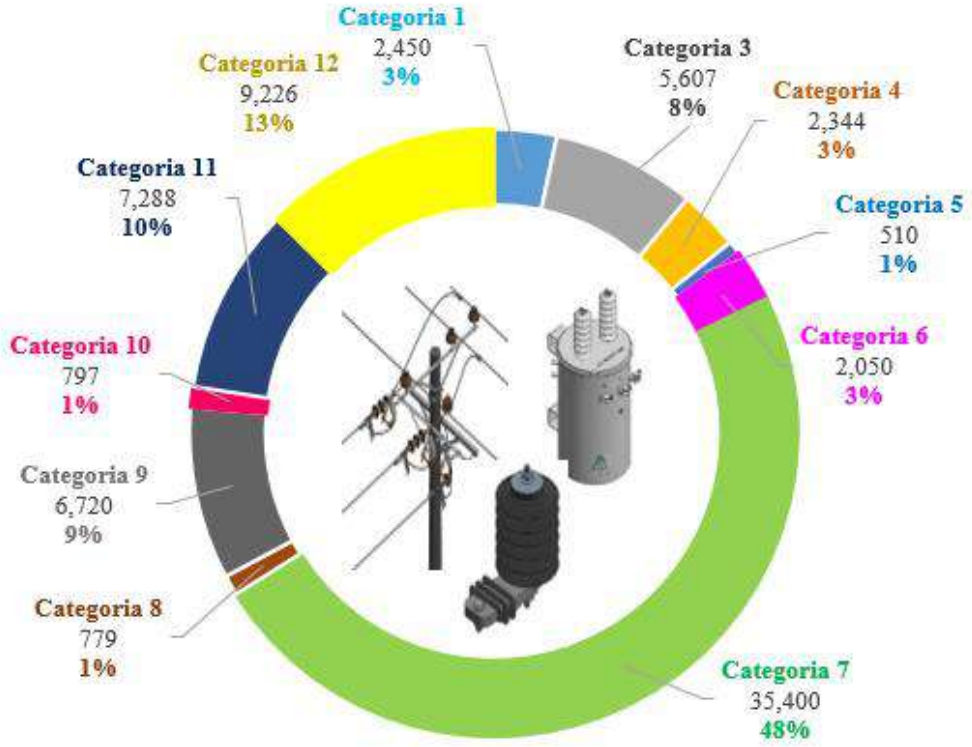


Figura 3.3 Porcentaje del plan de inversiones 2019 de acuerdo a la categoria del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

4. DIAGNOSTICO DEL SISTEMA OR CENS

El sistema eléctrico de CENS, se alimenta desde el Sistema de Transmisión Nacional (STN), conectado en las subestaciones Ocaña, San Mateo y Belén, por medio de las cuales se inyecta un alto componente de potencia para la atención de la demanda de los 47 municipios que se atienden (40 Norte de Santander, 6 sur del Cesar y 1 en sur del Bolívar). Operativamente está dividido en cinco regionales que son: Cúcuta, Ocaña, Aguachica, Pamplona y Tibú. CENS posee intercambios de potencia a través de las fronteras comerciales en Toledo y Samoré con Intercolombia y con el OR ESSA, en San Alberto por (34.5 kV).

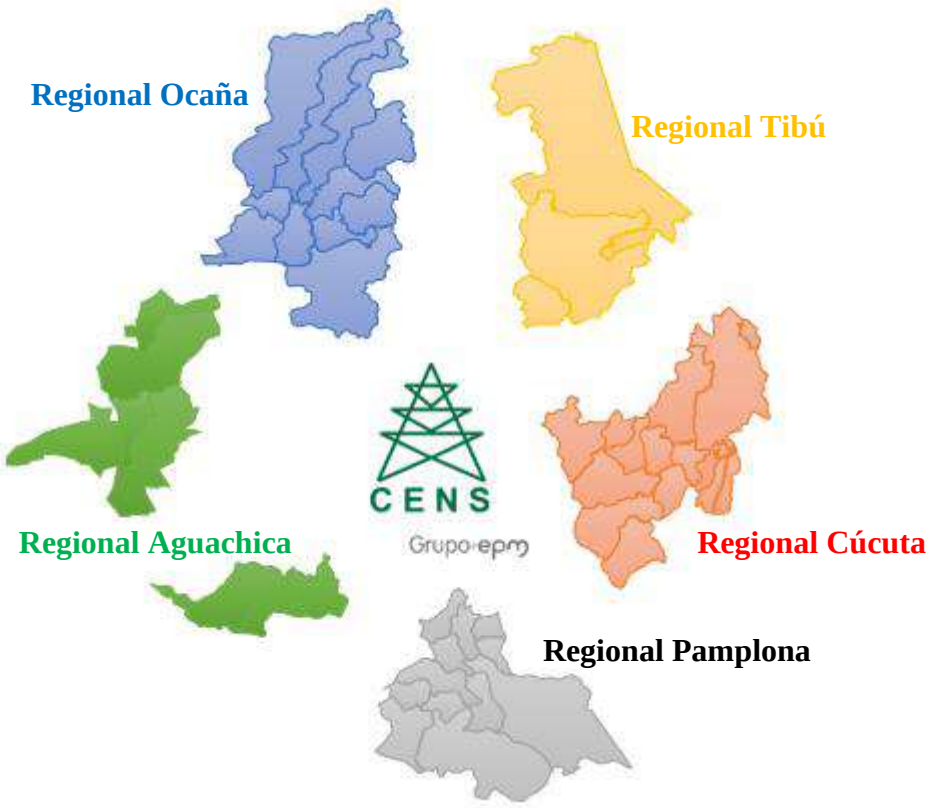


Figura 4.1 Area de cobertura del OR CENS.

- Activos operados.

Actualmente CENS tiene 39 subestaciones en su sistema eléctrico, que atienden la demanda total del mismo. Para la interconexión de sus subestaciones posee un Sistema de Transmisión Regional, que se compone por 11 subestaciones y aproximadamente 389 km de Líneas de Transmisión de nivel de tensión IV, 559 km en nivel de tensión III 34.5 kV y 11.702 km en nivel de tensión II 13.2 kV.

En la siguiente tabla se describen los activos del OR CENS a corte de diciembre del 2019

Activos	Cantidad
Subestaciones	39
Transformadores de distribución nivel de tensión II	21,392
Total, líneas de nivel de tensión IV (km)	389
Total, redes de nivel de tensión III (km)	559
Total, redes de nivel de tensión II (km)	11,702
Total, redes de nivel de tensión I (km)	14,074
Área geográfica a tendida por el OR (km^2)	26,908

Tabla 4.1 Activos operados por el OR CENS.

El diagrama unifilar del sistema y los correspondientes a cada una de las subestaciones que conforman el sistema eléctrico de CENS, se encuentran en el Anexo 1.

- **Cantidad de usuarios.**

El total de usuarios a diciembre del 2019 por parte del OR CENS son **539,142** repartidos como se observa en la figura 4.2. En la tabla 4.2 describimos los usuarios de acuerdo al tipo de usuario como son: residencial, comercial, industrial, oficial y alumbrado público.

Tipo de Usuarios	Cantidad	kWh
Residencial	498,546	874,209,177
Comercial	33,468	224,951,032
Industrial	1,433	68,772,757
Oficial	4,296	58,055,460
Alumbrado publico	230	23,483,066
Provisional	1,169	16,103,991
Total	**539,142**	**1,265,575,483**

Tabla 4.2 total de usuarios del OR CENS a diciembre del 2019.

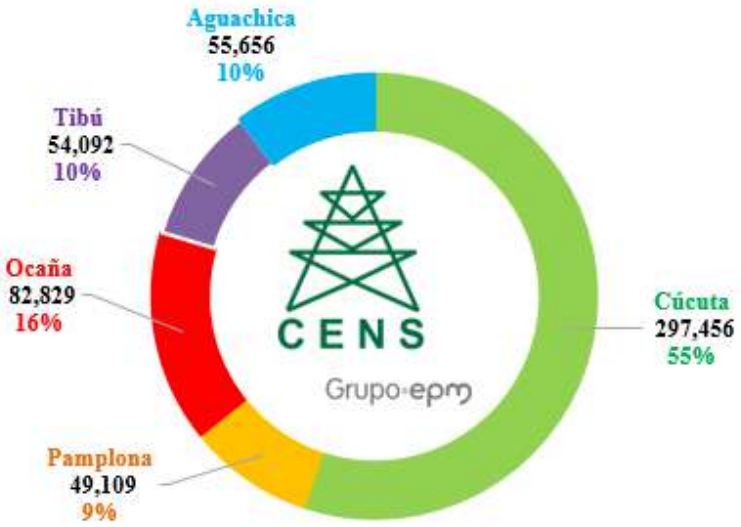


Figura 4.2 Cantidad de usuarios en el área de cobertura del OR CENS.

El total de usuarios a diciembre del 2019 por parte del OR CENS se pueden dar a conocer de acuerdo al nivel de tensión al que fueron conectados, ver en la tabla 4.3

NIVEL DE TENSIÓN	USUARIOS
I	538,849
II	276

III	17
IV	0
TOTAL	**539,142**

Tabla 4.3 Total de usuarios del OR CENS por nivel de tensión.

Crecimiento anual por tipo de usuario.

Residencial Total de usuarios **498,546** equivalente al **92.47%** de los usuarios del OR CENS

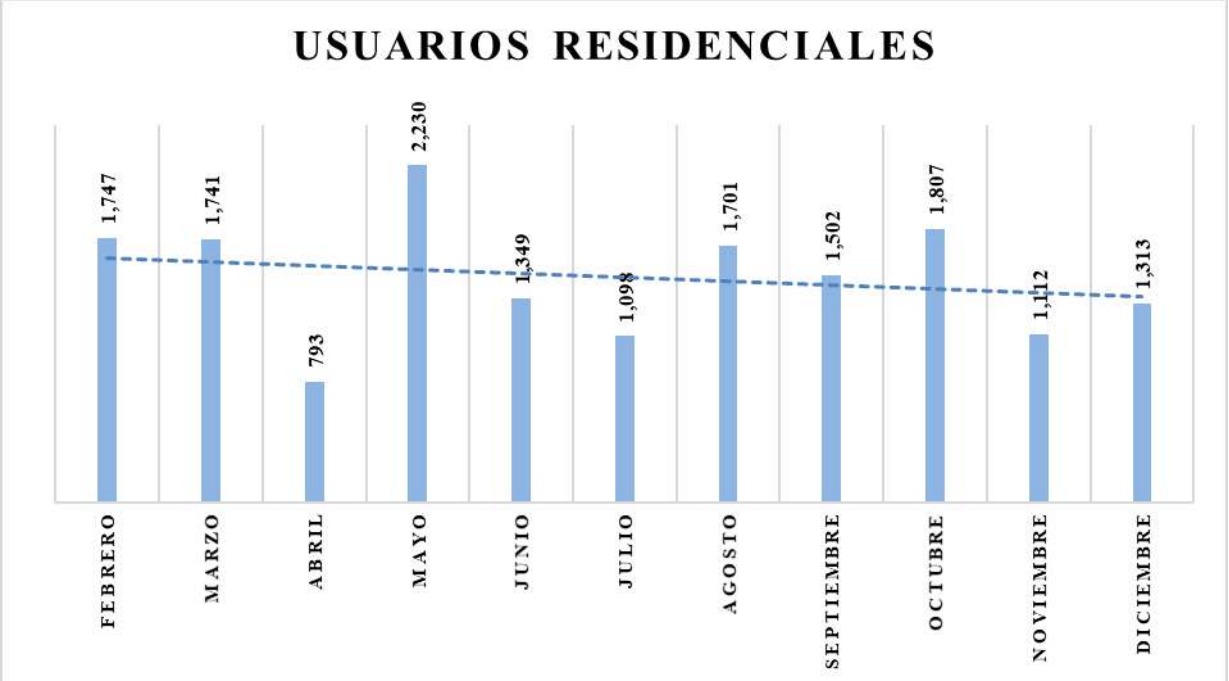


Figura 4.3 Crecimiento anual 2019, en usuarios residenciales para el OR CENS.

Usuarios Residenciales					
Estrato 1	**Estrato 2**	**Estrato 3**	**Estrato 4**	**Estrato 5**	**Estrato 6**
171,134	231,307	66,948	24,214	4,323	620

Tabla 4.4 Cantidad de usuarios por estrato.

Comerciales Total de usuarios **33,468** equivalente al **6.21%** de los usuarios del OR CENS

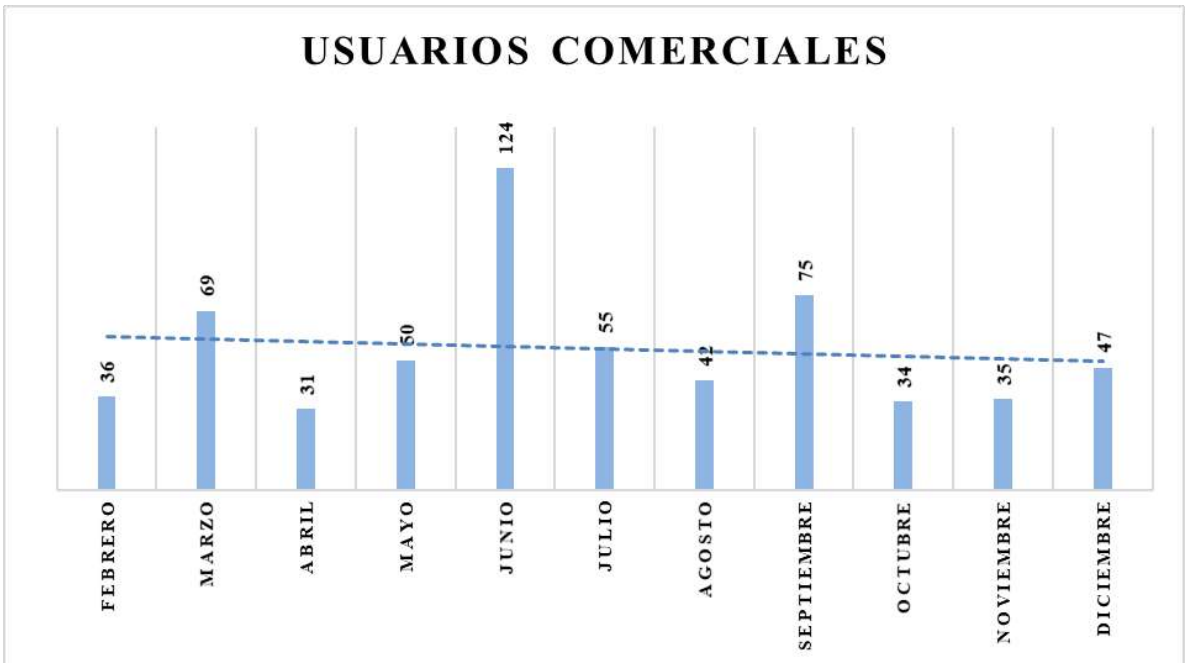


Figura 4.4 Crecimiento anual 2019, en usuarios comerciales para el OR CENS

Usuarios Comerciales			
Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Nivel 4**
33,401	62	5	0

Tabla 4.5 Cantidad de usuarios comerciales por nivel de tensión.

Industrial Total de usuarios **1,433** equivalente al **0.27 %** de los usuarios del OR CENS

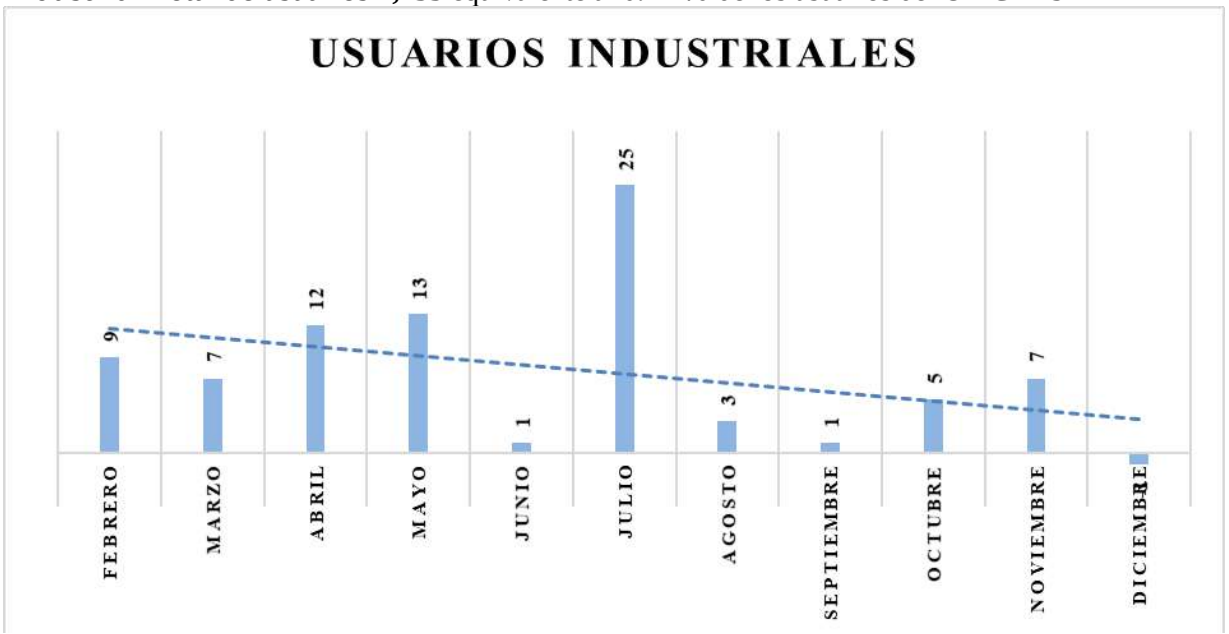


Figura 4.5 Crecimiento anual 2019, en usuarios industriales para el OR CENS.

Usuarios Industriales			
Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Nivel 4**
1,322	104	7	0

Tabla 4.6 Cantidad de usuarios industriales por nivel de tensión

Oficial Total de usuarios **4,296** equivalente al **0.8 %** de los usuarios del OR CENS

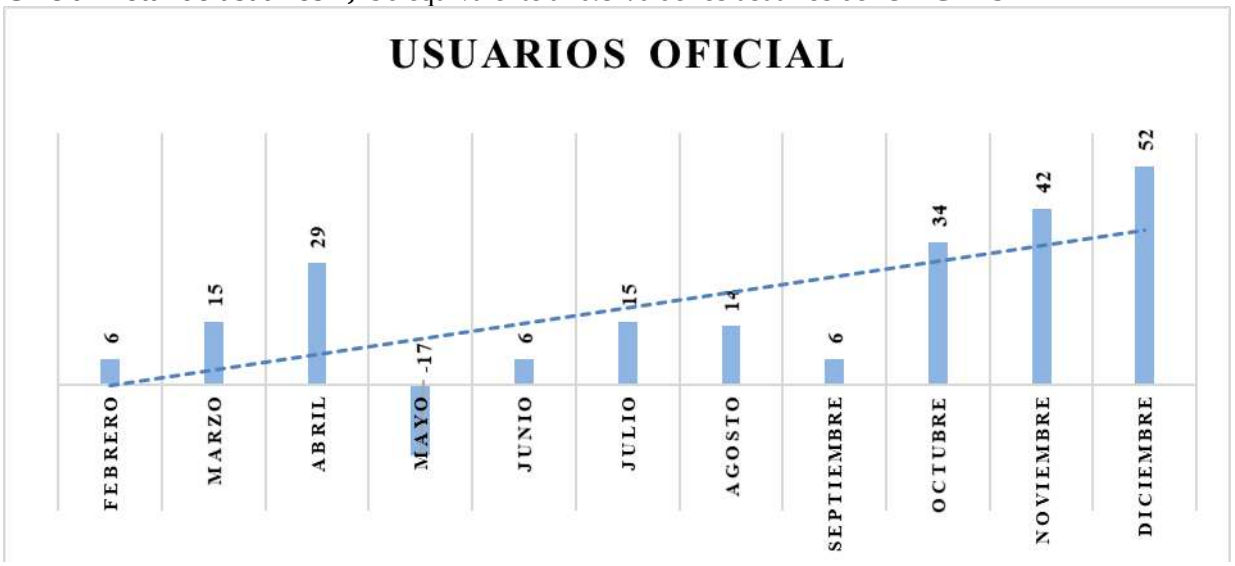


Figura 4.6 Crecimiento anual 2019, en usuarios oficial para el OR CENS.

Usuarios Oficiales			
Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Nivel 4**
4,262	33	1	0

Tabla 4.7 Cantidad de usuarios oficial por nivel de tensión

Alumbrado público Total de usuarios **230** equivalente al **0.04 %** de los usuarios del OR CENS

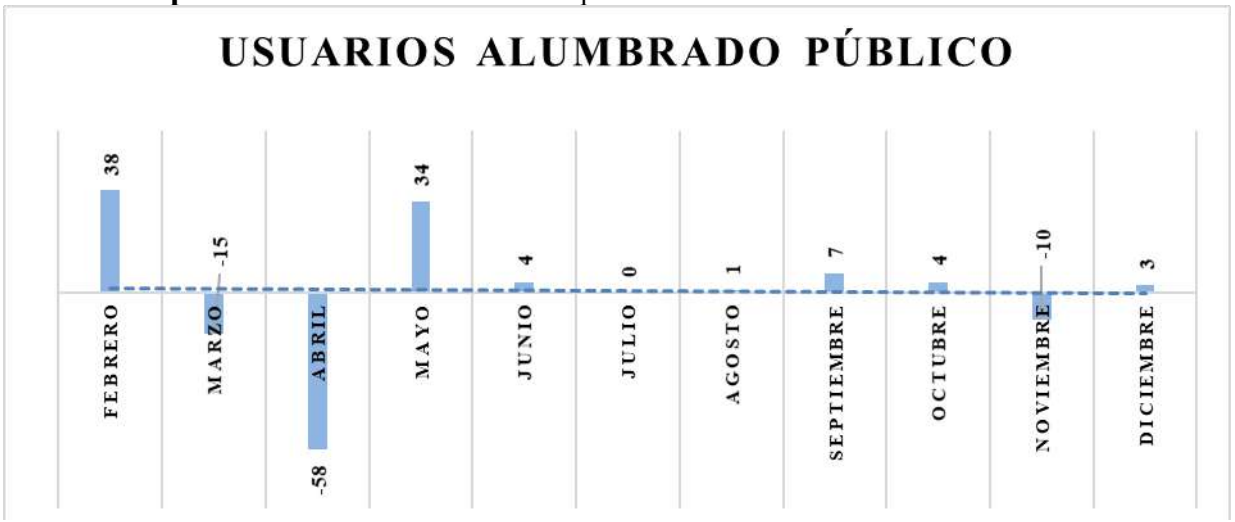


Figura 4.7 Crecimiento anual 2019, en usuarios alumbrado publico para el OR CENS.

Usuarios Alumbrado público			
Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Nivel 4**
174	56	0	0

Tabla 4.8 Cantidad de usuarios alumbrado público por nivel de tensión

Provisional Total de usuarios **1,169** equivalente al **0.22 %** de los usuarios del OR CENS

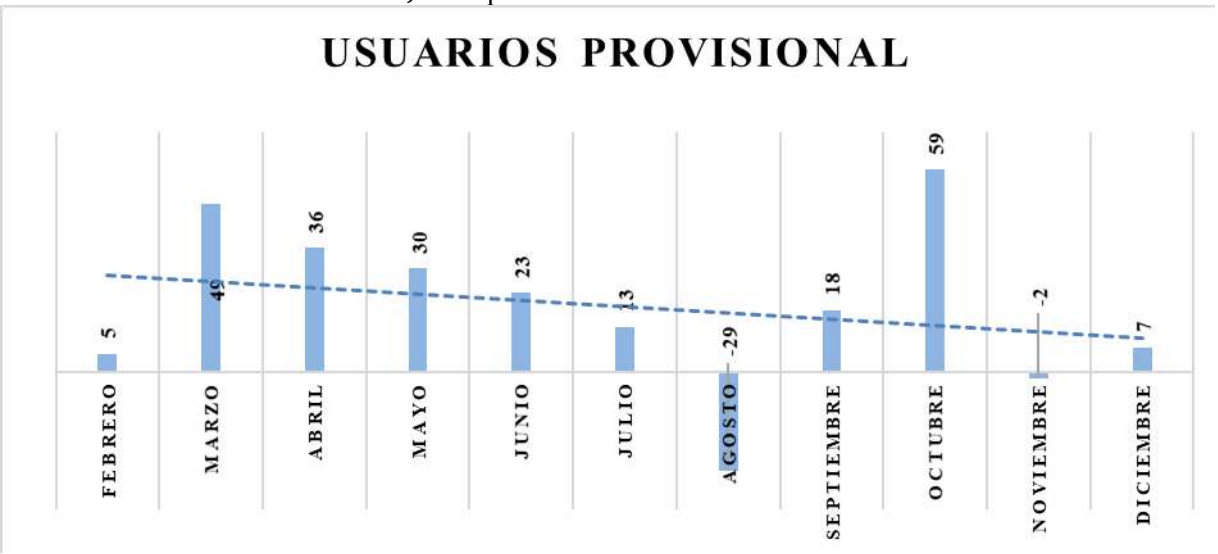


Figura 4.8 Crecimiento anual 2019, en usuarios provisionales para el OR CENS.

Usuarios Provisionales			
Nivel 1	**Nivel 2**	**Nivel 3**	**Nivel 4**
1,144	21	4	0

Tabla 4.9 Cantidad de usuarios provisionales por nivel de tensión

- **Solicitudes de conexión.**

Para la anualidad 2019 se vincularon en total 12,635 cuantas nuevas distribuidas en el área de cobertura del OR CENS de la siguiente manera.

Regional	Usuarios Vinculados	Participación
Regional Tibú	1,292	10%
Regional Pamplona	1,316	10%
Regional Cúcuta	7,489	59%
Regional Ocaña	1,566	12%
Regional Aguachica	972	8%
Total	**12,635**	**100%**

Tabla 4.10 Distribución de cuentas nuevas en el área de cobertura del OR CENS.

En la figura 4.9 vemos la cantidad de cuentas vinculadas en cada uno de los meses del periodo 2019.

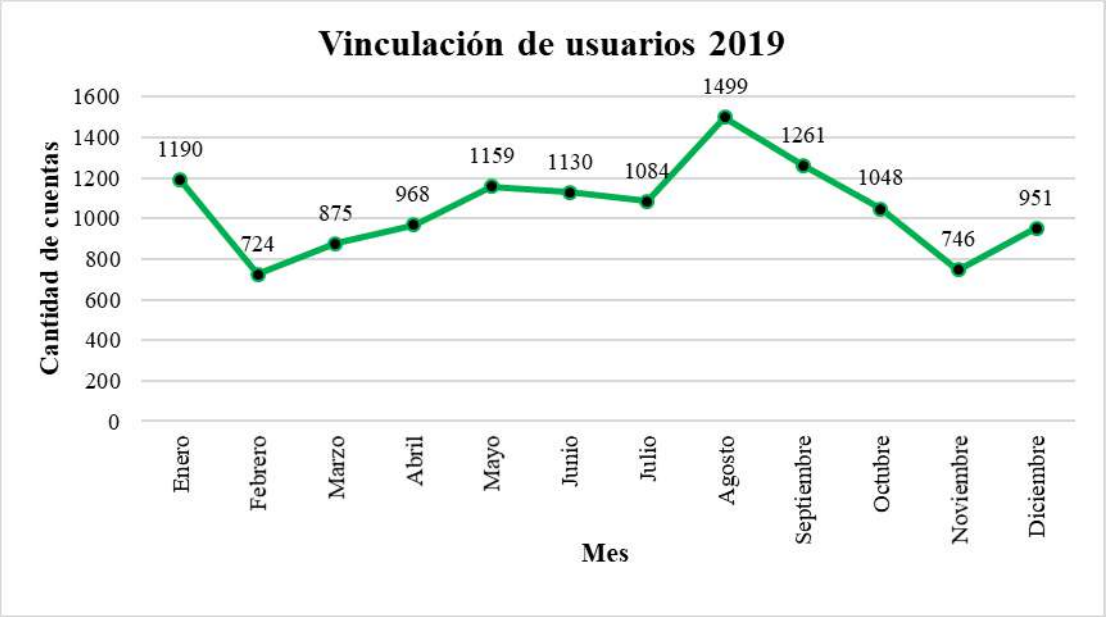


Figura 4.9 Vinculacion de usuarios 2019.

El total de usuaris a diciembre del 2019 que se encuentran atendidos por otros comercializadores en el area de cobertura del OR CENS son los siguientes:

Comercializadores	Usuarios
CEMEX ENERGY	1
DICEL	14
EBSA	2
ECOPETROL	5
EEPPM	90
ELECTRICARIBE	5
EMGESA S.A. E.S.P.	13
EPSA	7
ISAGEN	1
PEESA	19
RENOVATIO	9
RUITOQUE E.S.P	1
VATIA	203
CEMEX ENERGY	1
Total	**370**

Tabla 4.11 Usuarios de comercializadores diferente al OR CENS.

Los usuarios proyectados en un horizonte de cinco años 2020 – 2024 para el OR CENS se visualizan en la siguiente tabla

Año	Usuarios
2020	559,147
2021	578,771

2022	598,398
2023	618,028
2024	637,657
2025	559,147

Tabla 4.12 Usuarios proyectados 2020 – 2024 OR CENS.

Las solicitudes de conexión de fuentes no convencionales de energía renovables recibidas por parte del OR CENS en la anualidad 2019 son las que se describen a continuación.

S/E de Conexión	Capacidad (MW)	Nivel de Tensión (kV)	Tipo de proyecto cantidad		
			Solar	PCH	Eólico
Ayacucho	29.8	34.5	3	0	0
Ayacucho	9.9	115	1	0	0
Toledo	39.8	34.5	0	2	0
Ínsula	25	34.5	2	0	0
Ínsula	339.5	115	11	0	0
Aguachica	14.9	34.5	2	0	0
Buturama	9.9	34.5	1	0	0
Buturama	19.9	115	1	0	0
San Mateo	19.9	115	1	0	0
Cornejo	34.9	34.5	2	0	0
El Zulia	49.8	34.5	3	0	0
El Samán	39.8	115	2	0	0
Tibú	139.8	115	4	0	0
Ocaña	265	115	4	1	0
Aguachica	59.8	115	3	0	0
Gamarra	29.9	34.5	2	0	0
Campo Dos	39.8	34.5	3	0	0
Planta Zulia	240	115	2	0	1
Los Patios	60	34.5	1	0	0
Ínsula	9.9	13.8	1	0	0
Tibú	19.9	13.8	1	0	0
Tibú	39.8	34.5	2	0	0
Planta Zulia	29.8	13.8	2	0	0
Salazar	15	34.5	0	1	0
Total	**1581.8**		**54**	**4**	**1**

Tabla 4.13 Solicitudes de proyectos de generación a diciembre del 2019 al OR CENS.

En la figura 4.10 damos a conocer las solicitudes realizadas para la anualidad 2019 por

nivel de tensión.

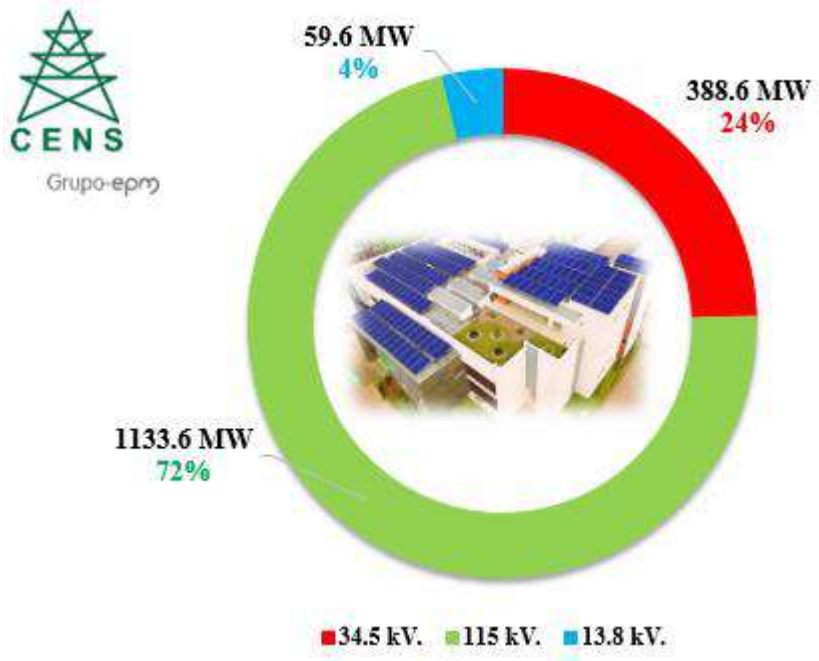


Figura 4.10 Capacidad de generación solicitada al OR CENS en la anualidad 2019 por nivel de tensión.

4.1 PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA 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.

En el documento proyección regional de la demanda de energía eléctrica y potencia máxima en Colombia en su revisión de abril de 2019 UPME dan a conocer la demanda del

OR CENS como se muestra en la tabla 4.1.1

Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2019	278	289	267
2020	287	299	276
2021	298	310	287
2022	309	321	297
2023	320	332	307
2024	331	344	318
2025	343	357	329

Tabla 4.1.1 Proyección de la demanda de potencia máxima unidad de control de pronostico CENS (MW).

Año	Esc. Medio	Esc. Alto	Esc. Bajo
2019	1,878	1,936	1,820
2020	1,974	2,036	1,913
2021	2,090	2,156	2,026
2022	2,202	2,271	2,135
2023	2,304	2,376	2,233
2024	2,414	2,489	2,340
2025	2,532	2,611	2,454

Tabla 4.1.2 Proyección de la demanda de energía eléctrica unidad de control de pronostico CENS (GWh).

La demanda máxima de potencia ocurrida en la anualidad 2019 para el OR CENS fue de 285 MW ocurrido en el mes de septiembre, al compararlo con las proyecciones de la UPME tabla 4.1.1 vemos que existió una diferencia como se ve en la tabla 4.1.3.

Potencia máxima (MW)		
CENS	**UPME**	**Diferencia**
285	289	4

Tabla 4.1.3 Diferencia de potencia máxima 2019 OR vs UPME

La demanda máxima de energía ocurrida en la anualidad 2019 para el OR CENS fue de 1.855 GWh ocurrido en el mes de septiembre, al compararlo con las proyecciones de la UPME tabla 4.1.2 vemos que existió una diferencia como se ve en la tabla 4.1.4.

Energía máxima (GWh)		
CENS	**UPME**	**Diferencia**
1.855	1.936	-0.081

Tabla 4.1.4 Diferencia de energía máxima 2019 OR vs UPME

En las siguientes figuras comparamos la demanda de potencia y energía ocurrida por el OR CENS y el pronóstico que plantea la UPME para la anualidad 2019.

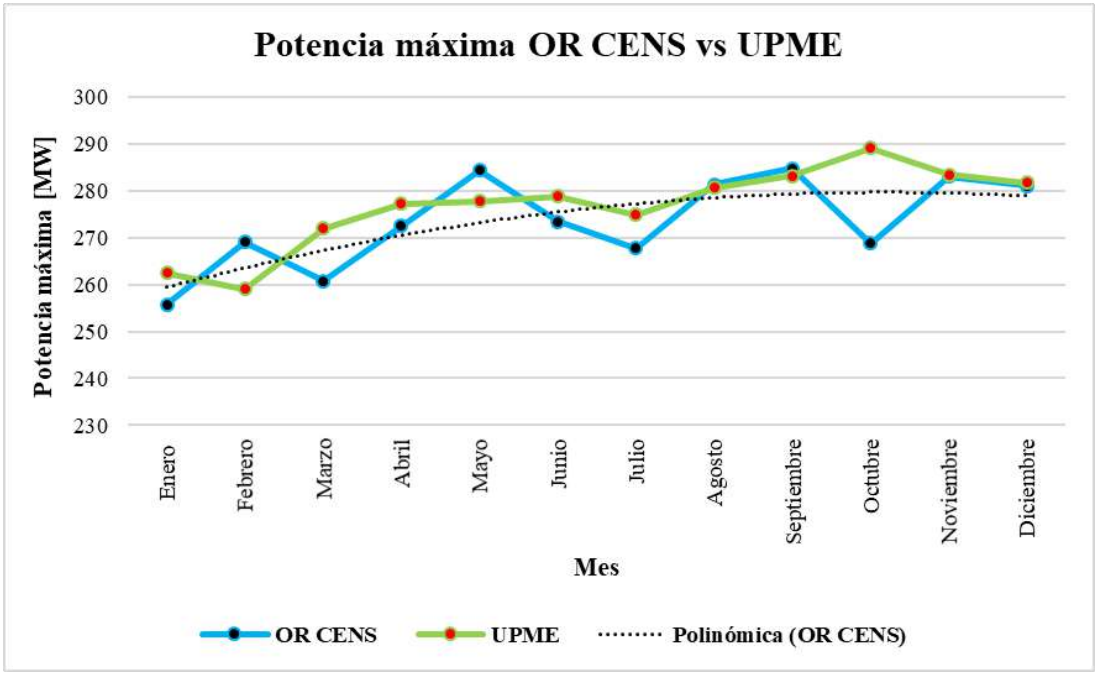


Figura 4.1.1 Demanda de potencia máxima unidad de control de pronostico CENS vs UPME (MW).

Proyección de potencia máxima del OR CENS para un periodo de cinco años se muestra a continuación.

Año	P (MW)	Q (MVAr)
2020	298.782	115.520
2021	314.565	121.378
2022	317.675	122.660
2023	322.404	124.494
2024	327.836	126.612
2025	336.726	130.089

Tabla 4.1.5 Proyección de potencia máxima del OR CENS

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

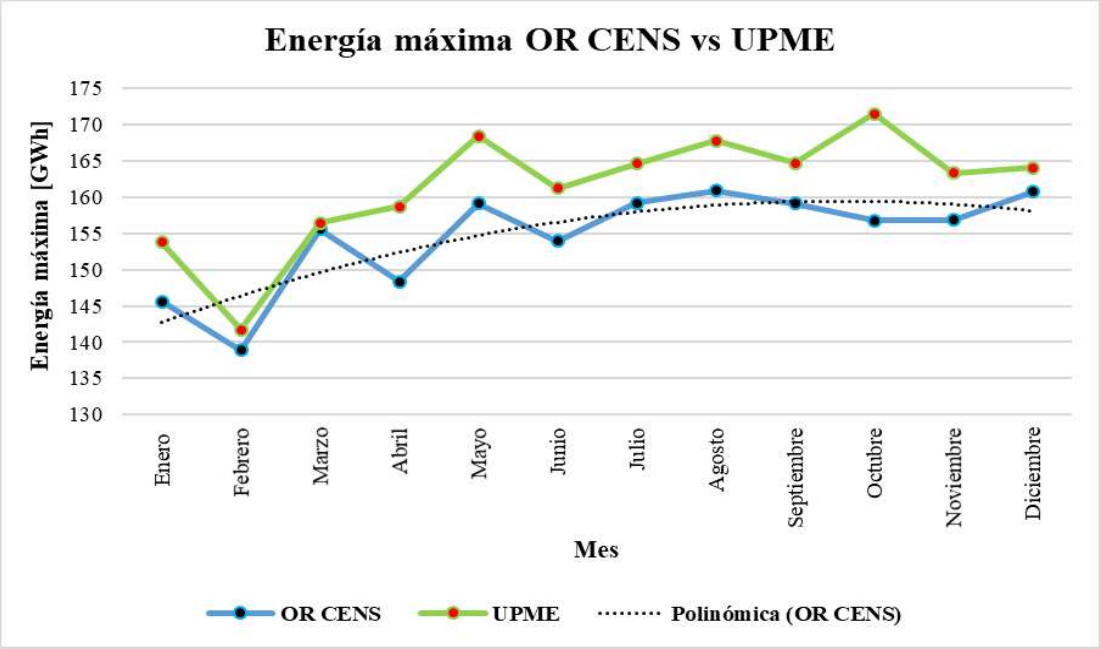


Figura 4.1.2 Demanda de energia máxima unidad de control de pronostico CENS vs UPME (GWh).

Proyección de energía máxima del OR CENS para un periodo de cinco años se muestra a continuación.

Año	E (GWh)
2020	1.950
2021	2.064
2022	2.175
2023	2.276
2024	2.384
2025	2.501

Tabla 4.1.6 Proyección de energía máxima del OR CENS

5. EJECUCIÓN DE PROYECTOS INSCRITOS EN EL BANCO DE PROYECTOS DE EPM.

5.1 PROYECTO DE INVERSIÓN PARA EL MEJORAMIENTO DE LA CALIDAD DE SERVICIO DE ENERGÍA.

Para llevar a cabo la ejecución del proyecto de calidad se realizó el 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 casusas 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.

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 reconectadores 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.

Los proyectos terciarios que desglosan el proyecto de calidad (Automatización de redes de distribución CENS) que tuvo una inversión de COP $ 7,540 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 que corresponde al 76% del presupuesto asignado ver tabla 5.1.1.

Proyecto terciario	Ejecución 2019	PI Inicial 2019
Construcción de enlaces	912	1,391
Cumplimiento primer elemento del circuito	0	65
Cumplimiento segundo elemento del circuito	1902	1,770
Cumplimiento tercer elemento de corte en la red	4396	5,585
Instalación de Cortacircuitos tres etapas	19	310
Reposición de reconectadores en mal estado	311	827
Total:	**7,540**	**9,947**

Tabla 5.1.1 Proyectos terciarios asociados al proyecto inscrito al banco de EPM Automatización de redes de distribución CENS (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

En la siguiente figura se representa el porcentaje de ejecución de cada uno de los proyectos terciarios de acuerdo al plan de inversión reportado.

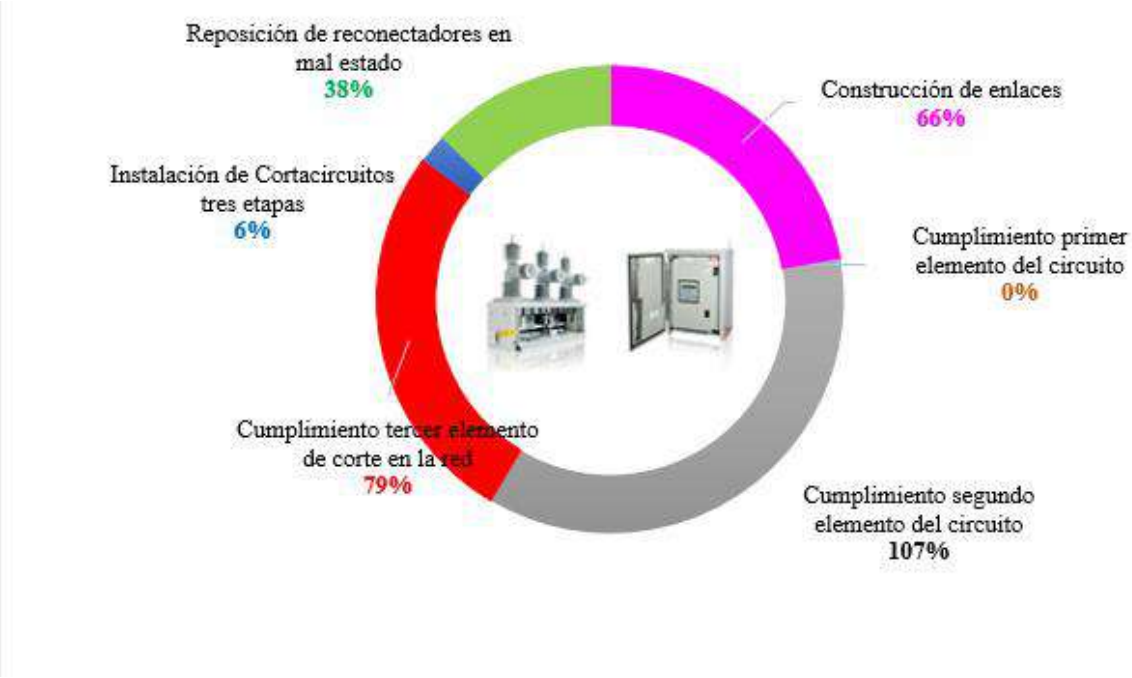


Figura 5.1.1 Porcentaje de ejecución de cada proyecto terciario asociado al proyecto de inversión para el mejoramiento de la calidad de servicio de energía.

El presupuesto ejecutado para el proyecto de inversión para el mejoramiento de la calidad del servicio por nivel de tensión se muestra en la siguiente tabla inversión en unidades constructivas.

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	424
II	6,423
III	692
IV	0
TOTAL	7,540

Tabla 5.1.2 Desagregación del proyecto de inversión de mejoramiento de la calidad del servicio de acuerdo al nivel de tensión (valores en millones de pesos a diciembre de 2017).

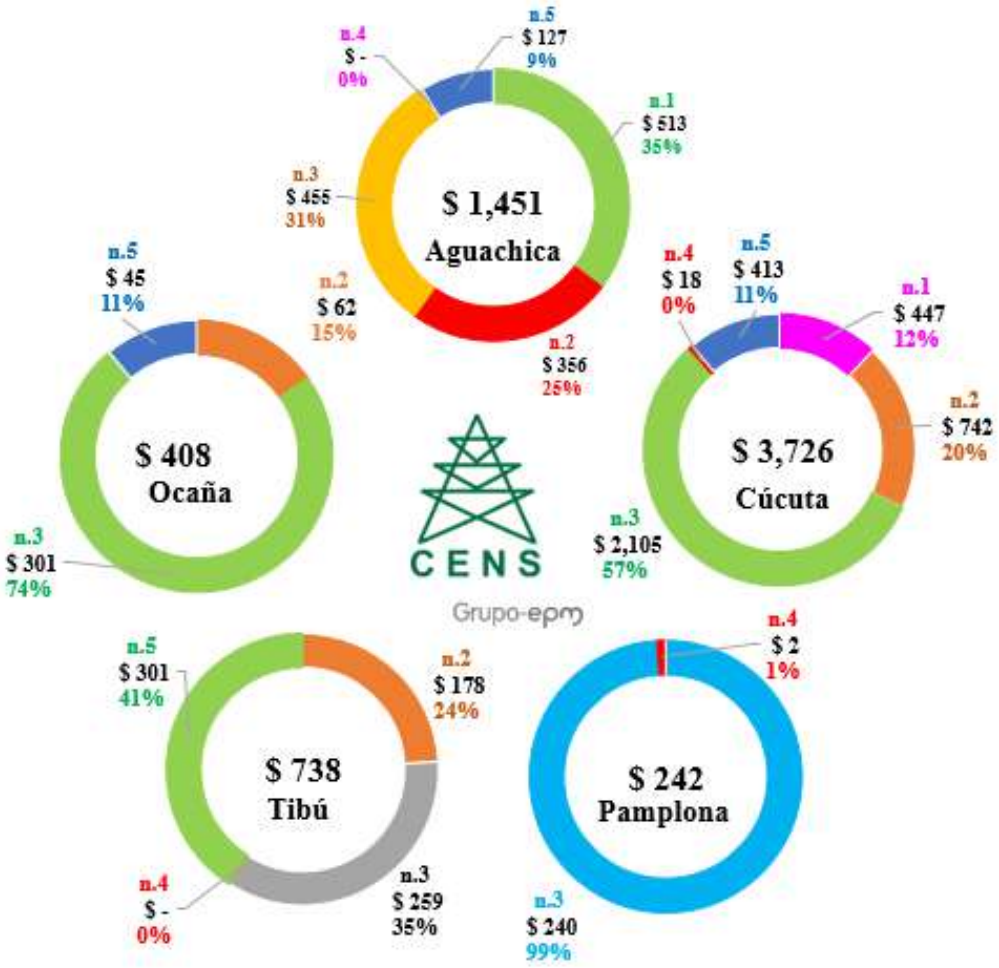


Figura 5.1.2 Porcentaje de ejecución de cada proyecto terciario por regional asociado al mejoramiento de calidad del servicio de energía. n.1(contruccion de enlaces), n.2 (Cumplimiento segundo elemento del circuito), n.3 (Cumplimiento tercer elemento de corte en la red), n.4 (Instalación de Cortacircuitos tres etapas) y n.5 (Reposición de reconectadores en mal estado).

5.1.1 Proyecto terciario construcción de enlaces

Uno de los elementos más importante en la planeación del sistema es la expansión vegetativa del SDL, la cual se hace con base en nuevas solicitudes de conexión de nuevos clientes al sistema, hecho que detonan la extensión de la red a partir de la existente y en algunos casos se definen refuerzos de red aguas arriba del proyecto de acuerdo a la demanda acumulada con el proyecto en el ramal primario. Otro insumo de la expansión vegetativa es la reconfiguración de la red de media tensión cuando los circuitos llegan a su límite operativo (definido por políticas de Cargabilidad) y reconfigura la topología de los circuitos. La reconfiguración se realiza con maniobras de transferencia de cargas desde circuitos con alto nivel de carga hacia circuitos menos cargados, si esta estrategia no es suficiente, se recurre a la extensión de nuevos circuitos desde la subestación. Otro punto importante de la reconfiguración se presenta por la gestión de pérdidas técnicas debido a

una mejor topología de la red con menores pérdidas y el mejoramiento de los perfiles de tensión.

Un insumo adicional que genera proyectos de expansión del sistema de distribución es la necesidad de asegurar la operación del sistema en estado de contingencia por salida de un circuito de media tensión o un transformador de alguna subestación eléctrica. Cuando el plan de restablecimiento del servicio arroja señales de alarma de demanda desatendida en contingencia, debido al crecimiento acumulado de demanda, se plantean soluciones al problema mediante proyectos de expansión para mantener vigente su funcionalidad, los cuales son incluidos en el proceso de planeación.

La ejecución del proyecto terciario fue del **66%** con respecto al plan de inversiones inicial, de acuerdo a los trabajos ejecutados se observa que existe una desviación del plan de inversiones del 42%, donde solo el 58% de lo planeado se pudo ejecutar.

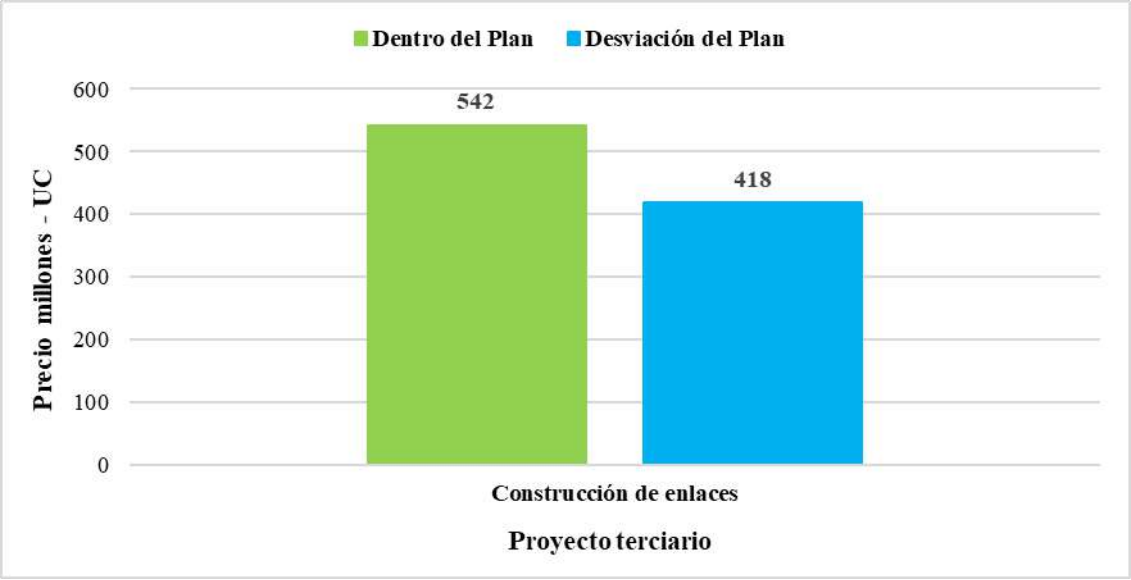


Figura 5.1.1.1 Ejecución proyecto terciario construcción de enlaces valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

A continuación, describimos algunos trabajos más relevantes que se llevaron a cabo por este proyecto terciario.

- Enlace SARC2 – SARC2 se tendieron 0.115 km de red.
- Enlace LA MATA-AYAC2 se tendieron 3.6 km de red.
- Enlace GRAC2-SARC2 se tendieron 2.49 km de red.
- Enlace AGUC3 - AGUC5 se tendieron 3.13 km de red.
- Enlace PLZ283B1-PLZ263B1 se tendieron 1.71 km de red.
- Enlace PLZ263B1-PLZ283B1 se tendieron 2.04 km de red.

En la figura 5.1.1.2 se observan algunas imágenes de la ejecución del proyecto terciario

construcción de enlaces.

Figura 5.1.1.2 Proyecto terciario construcción de enlaces

5.1.1.1 Desviación del proyecto construcción de enlaces.

Las causas que llevaron a que en el proyecto construcción de enlaces se llevara una desviación del plan fueron las siguientes:

- Variación en los alcances del proyecto: para el desarrollo del proyecto se requirió la realización de mayor cantidad de obra proyectada.
- Licencias ambientales y permisos prediales: inconvenientes al gestionar y conseguir los permisos de paso y las licencias ambientales necesarias para la ejecución de los proyectos.
- Ajustes administrativos: Decisión administrativa de la empresa.

La desviación del proyecto se presentó en gran medida en la instalación de mayor cantidad de unidades constructivas como fueron la instalación de postes de fibra de vidrio de acuerdo al grado de complejidad de ingresar a la zona, se requirió la instalación de protecciones ante eventuales afectaciones de la red como son la instalación de sistemas de puesta a tierra, juego de cortacircuitos y pararrayos que no se tenían contemplados de manera inicial, estas desviaciones se presentaron en la regional de Aguachica y el área rural de la regional de Cúcuta figura 5.1.1.1

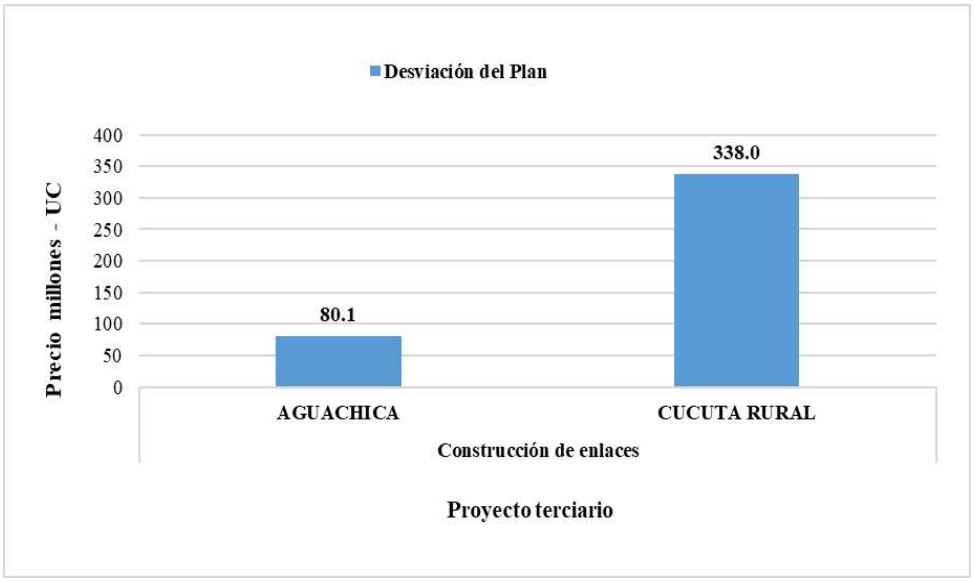


Figura 5.1.1.1 Regional donde se incurrieron en la desviacion del poryecto terciario contruccion de enlaces valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.1.2 Proyecto terciario instalación primer, segundo y tercer elemento del circuito

Pata los proyectos terciarios para la instalación del primer, segundo y tercer elemento del circuito se ejecutó el **85%** del presupuesto aprobado en el plan de inversiones inicial. En la siguiente figura se observaremos como fue la desviación por parte de cada uno de ellos, cabe recalcar que la ejecución del proyecto de instalación del primer elemento a la red fue del **0%.**

- Para la instalación del segundo elemento de la red se tiene una ejecución del **107%** equivalente a COP $ 1,902 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 del presupuesto aprobado inicial, que corresponde a una desviación del plan de inversiones inicial del 8% y una ejecución del 92%

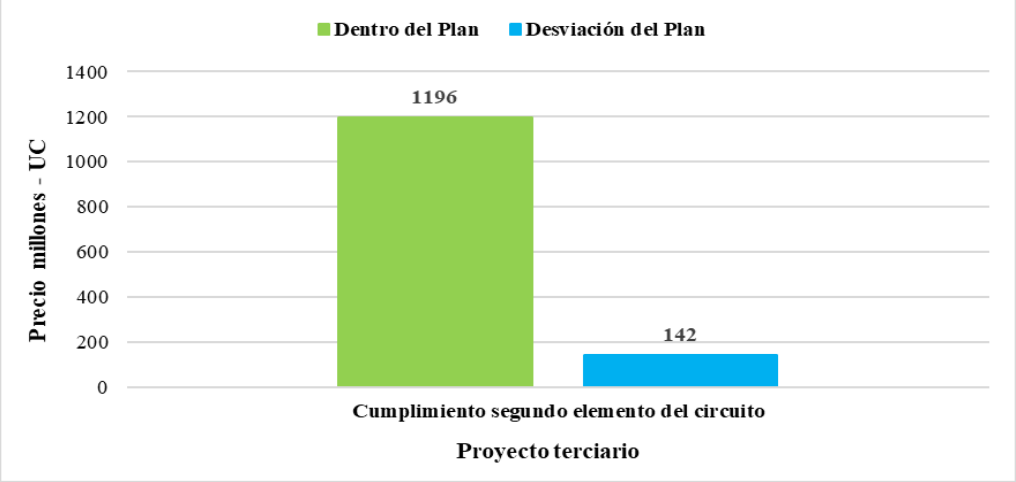


Figura 5.1.2.1 Ejecucion proyecto terciario instalacion del segundo elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

- Para la instalación del tercer elemento de la red se tiene una ejecución del **79%** equivalente a COP $ 4,396 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 del presupuesto aprobado inicial, que corresponde a una desviación del plan de inversiones inicial del 11% y una ejecución del 89%.

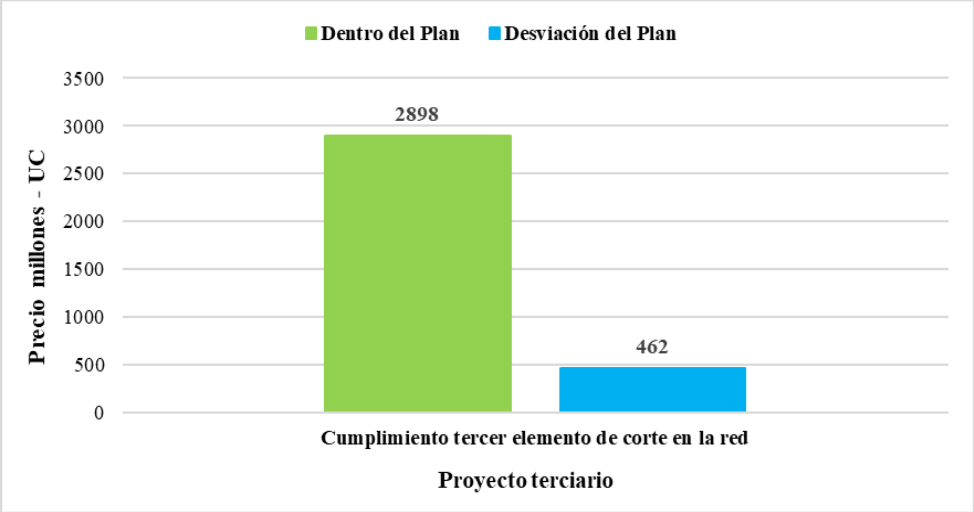


Figura 5.1.2.2 Ejecucion proyecto terciario instalacion del tercer elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

5.1.2.1 Desviación del proyecto instalación del primer, segundo y tercer elemento del circuito

Las causas de la desviación de los proyectos terciarios instalación de primer, segundo y tercer elemento se ven involucrados en causas administrativas que por decisión de la empresa bajo el análisis de criticidad se repercutió en la no ejecución de algunos de los proyectos que se tenían contemplados realizar en el plan de inversiones reportado 2019.

Primer elemento:

La causa de la no ejecución de Reconectador - N2 en la subestación eléctrica San Antonio era necesario realizar obras dentro de la Subestación, las cuales están fuera del alcance del proyecto. El día 15 de abril 2020 por parte de la Subgerencia de Subestaciones se informa que las obras ya fueron realizadas, por este motivo el proyecto no presento ejecución.

Segundo y tercer elemento:

Al inicio del proyecto se realizó un ejercicio de validación de los puntos de instalación con el equipo de Operación y Calidad, quienes determinaron y seleccionaron cada uno de los puntos de instalación de equipos de acuerdo a las necesidades del sistema. Presentando una

desviación del 8% haciendo referencia a UC de postes y transformador de alimentación del equipo reconectador N1T38.

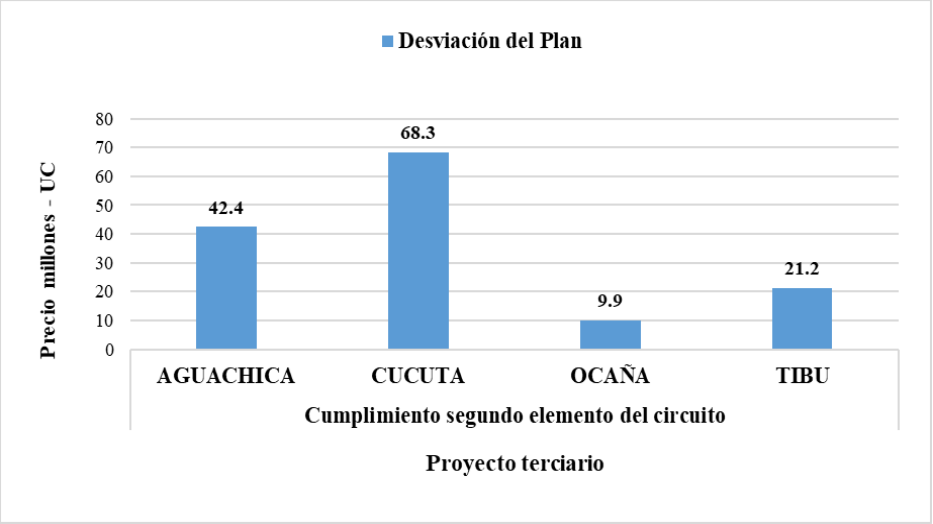


Figura 5.1.2.3 Desviacion del proyecto terciario instalacion del segundo elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS.

Para el tercer elemento se presentó una desviación de 11% del valor ejecutado donde esta desviación se encuentra en que el proyecto se encuentra en el plan de inversiones inicial pero las UC instaladas no son las que se contemplaron ejecutar ejemplo se reportó la instalación de postes de concreto y de acuerdo a la complejidad de acceso a la zona se debió instalar en postes de PRFV.

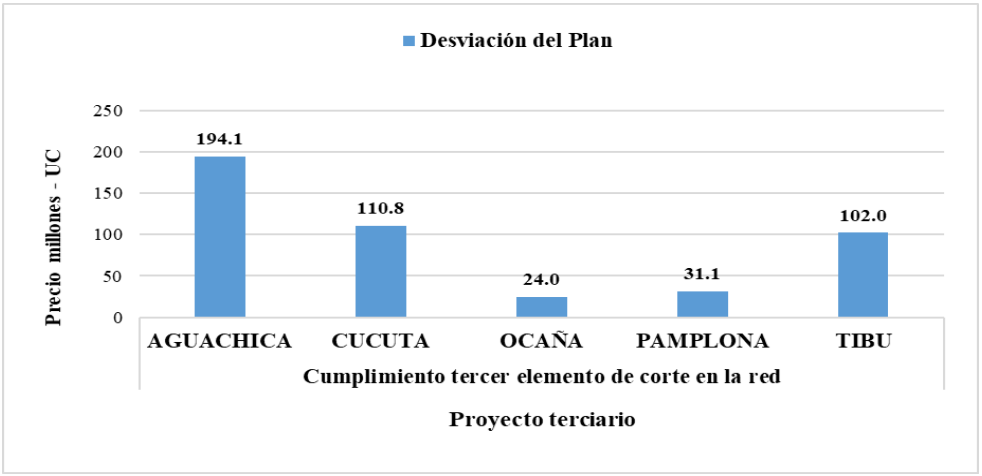


Figura 5.1.2.4 Desviacion del proyecto terciario instalacion del tercer elemento al circuito valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS.

5.1.3 Proyecto terciario instalación de cortacircuitos de tres etapas.

Para el proyecto terciario instalación de cortacircuitos de tres etapas se tuvo una ejecución del **6%** respecto al valor reportado en el plan de inversiones 2019, equivalente a COP $ 19 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 del presupuesto aprobado inicial. En la figura 5.1.3.1 se observa la ejecución del proyecto donde se tiene que se tuvo una desviación del proyecto del 5% y una ejecución dentro del plan del **95%** del valor ejecutado.

Figura 5.1.3.1 Ejecucion proyecto terciaris instalacion de coracircuitos de tres etapas valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Las causas que incurrieron a que el proyecto instalación de cortacircuitos tres etapas no se ejecutaran completamente fueron las siguientes:

- Fuerza mayor: Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC.
- Ajustes administrativos: Decisión administrativa de la empresa.

5.1.4 Proyecto terciario reposición de reconectadores en mal estado.

Para el proyecto terciario instalación de cortacircuitos de tres etapas se tuvo una ejecución del **38%** equivalente a COP $ 311 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 del presupuesto aprobado inicial. En la figura 5.5 se observa la ejecución del proyecto donde se tiene que se tuvo una ejecución del **98%** de lo que se tenía contemplado y una desviación del 2% del valor ejecutado.

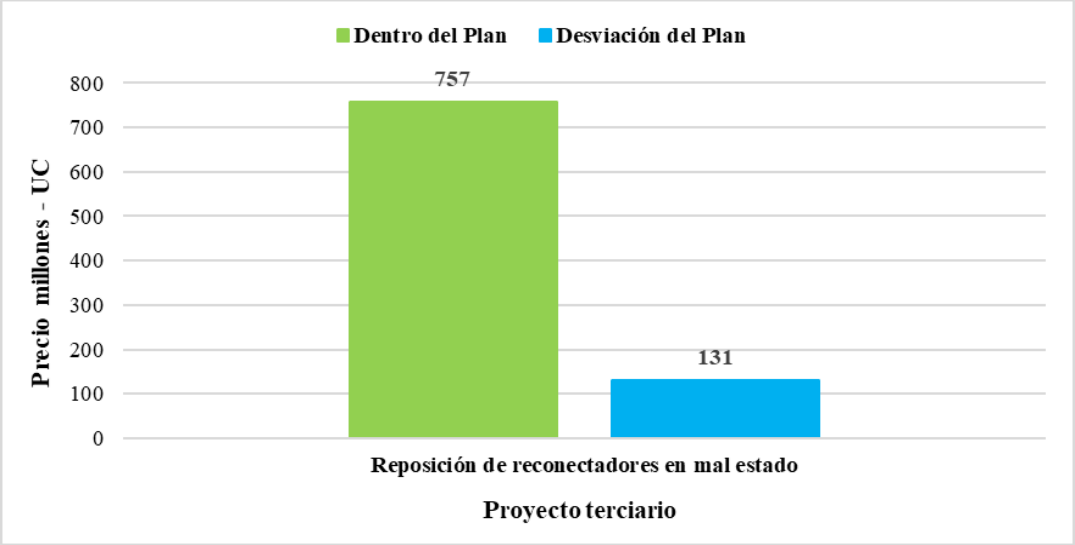


Figura 5.1.4.1 Ejecucion proyecto terciario reposicion de reconectadores en mal estado valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.1.2 se puede observar el detalle de cada uno de los proyectos terciarios por regional que permiten aportar al plan de calidad.
En la siguiente figura se muestra cómo se lleva a cabo la ejecución de este proyecto terciario.

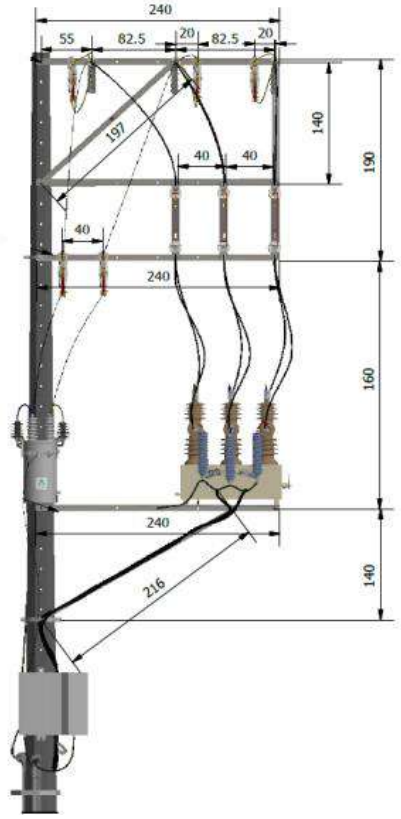


Figura 5.1.4.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion de reconectadores en mal estado.

La reposición de cada uno de los reconectadores se llevó acabo en cada regional del área de cobertura del OR CENS,

Regional	Instalados 2019	Nivel 2	Nivel 3
Regional Tibú	7	6	1
Regional Pamplona	4	4	0
Regional Cúcuta	50	45	5
Regional Ocaña	8	7	1
Regional Aguachica	14	11	3
Total	**83**	**73**	**10**

Tabla 5.1.4.1 Instalación de reconectadores en cada regional del área de cobertura del OR CENS

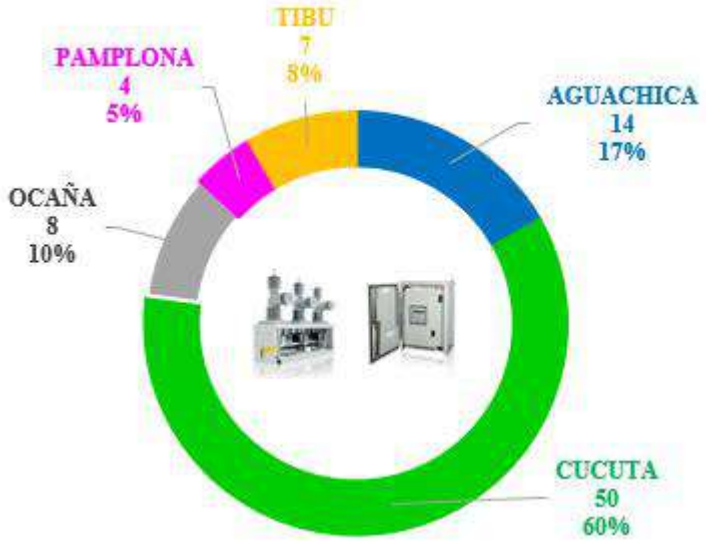


Figura 5.1.4.3 Porcentaje de equipos intervenidos en la reposicion de reconectadores en nivel de tension dos y tres.

5.1.4.1 Desviación del proyecto reposición de reconectadores en mal estado.

Las causas de la desviación del proyecto terciarios reposición de reconectadores en mal estado se ven involucrados en causas administrativas que por decisión de la empresa bajo la validación de los puntos de instalación con el equipo de Operación y Calidad, quienes determinaron y seleccionaron cada uno de los puntos de instalación de equipos de acuerdo a las necesidades del sistema lo que repercutió en la no ejecución de algunos de los proyectos que se tenían contemplados realizar en el plan de inversiones reportado 2019.

La ejecución de la desviación el 2% del proyecto reposición de reconectadores en mal estado se llevó acabo en las regionales de Aguachica Cúcuta y Tibú.

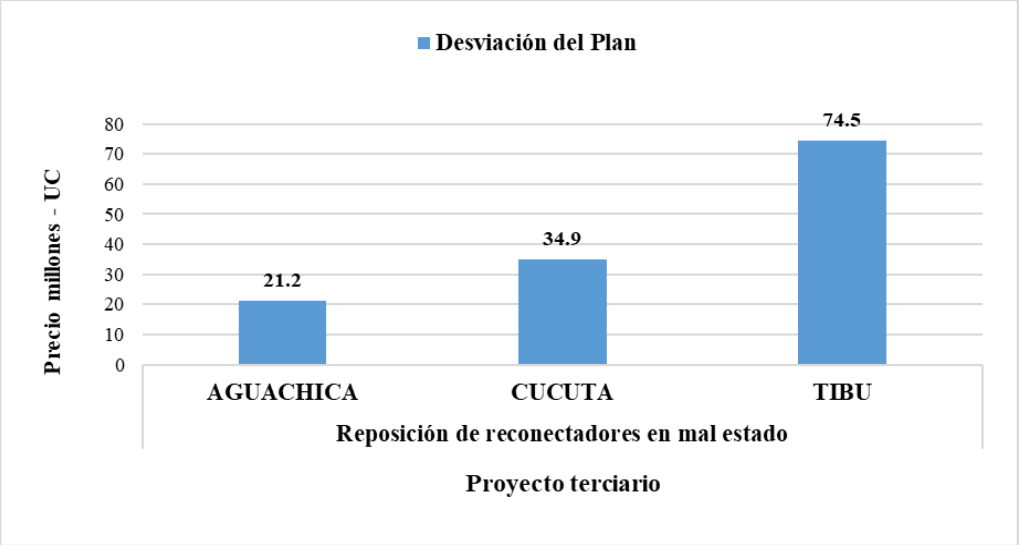


Figura 5.1.4.4 Desviacion del proyecto terciario Reposicion de reconectadores en mal estado valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en ela rea de cobertura del OR CENS.

Algunos nuevos criterios que se tuvieron en cuenta para el mejoramiento de la calidad del servicio de energía como son la reposición de red media tensión, y reposición por costos de operación

Reposición por calidad

Se trata de la reposición de las redes a las que no se les ha podido mejorar su condición mediante acciones de mantenimiento y a pesar de ser intervenidas desde el mantenimiento persisten los problemas con la prestación del servicio, dichos trabajos son solicitados por los equipos de mantenimiento o por la Unidad de Operación y Calidad del sistema al equipo de expansión y reposición. En general, se trata de la reposición de redes que han entrado en contacto permanente con los árboles o presentan problemas con la capacidad de corriente o problemas de regulación de tensión (caídas de tensión).

Reposición por costos de operación

Cuando se remplaza un equipo que no es telecontrolado, ni automatizado para su operación, se debe enviar personal al sitio a realizar maniobras de forma local, lo que aumenta el riesgo para las personas y aumenta los costos operacionales como también las compensaciones. También para disminuir costos por repuestos y por tiempo de respuesta ante eventos que generen salidas forzadas.

Para priorizar las intervenciones sobre las redes de distribución de nivel de tensión 2 y 3, se realiza un análisis de riesgos acorde con la metodología de evaluación de riesgos determinada por la Empresa, la cual contempla la evaluación de cinco, de los siete objetos de impacto establecidos por la organización dentro de su política de gestión de riesgos que

son: Personas, ambiente, financiero, calidad e imagen.

Teniendo claridad frente a los impactos a evaluar, se procede a determinar cuáles serán las variables (confiabilidad requerida del equipo a reponer, criticidad del equipo, antigüedad de equipo, longitud de los circuitos, número de clientes afectados, tiempo de las aperturas, SAIDI; SAIFI, diferentes causas de apertura, etc.) a considerar para evaluar cada uno de los impactos que presentan las redes de distribución.

5.1.5 Indicadores de calidad media

Los indicadores de calidad y continuidad del servicio para CENS, SAIDI (duración de interrupciones) y SAIFI (frecuencia de interrupciones) a partir de llevar a cabo cada la ejecución de los proyectos terciarios descritos anteriormente, se tenían estipuladas el cumplimiento de las metas por calidad ver tabla 6.1.5.1

Indicador	2019
SAIDI j,t	38.79
SAIFI j,t	9.30

Tabla 5.1.5.1 Metas por calidad 2019.

Al transcurrir el año 2019 se presentó el siguiente comportamiento por cada uno de los indicadores de calidad con el fin de llevar el seguimiento de la meta establecida por la CREG. En la figura 5.1.5.3 se muestra el comportamiento anual del indicador SAIDI, y en la figura 5.1.5.4 se muestra el indicador SAIFI.

Indicadores de calidad SAIDI y SAIFI con los cuales se partieron a evaluar la meta de calidad fueron los de la anualidad 2018 como son los siguiente.

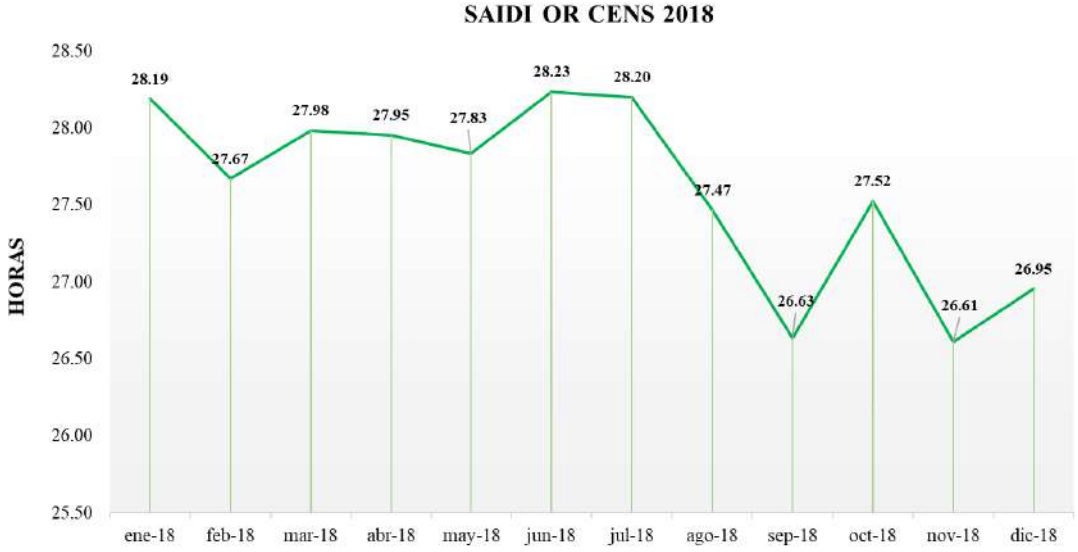


Figura 5.1.5.1 Indicador SAIDI para el OR CENS 2018.

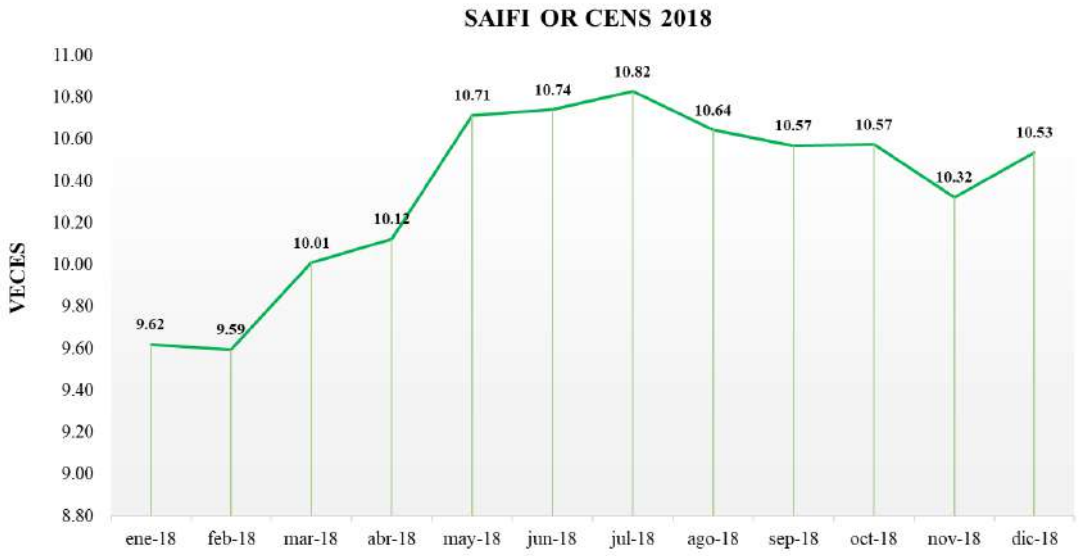


Figura 5.1.5.2 Indicador SAIFI para el OR CENS 2018

Indicadores de calidad 2019.

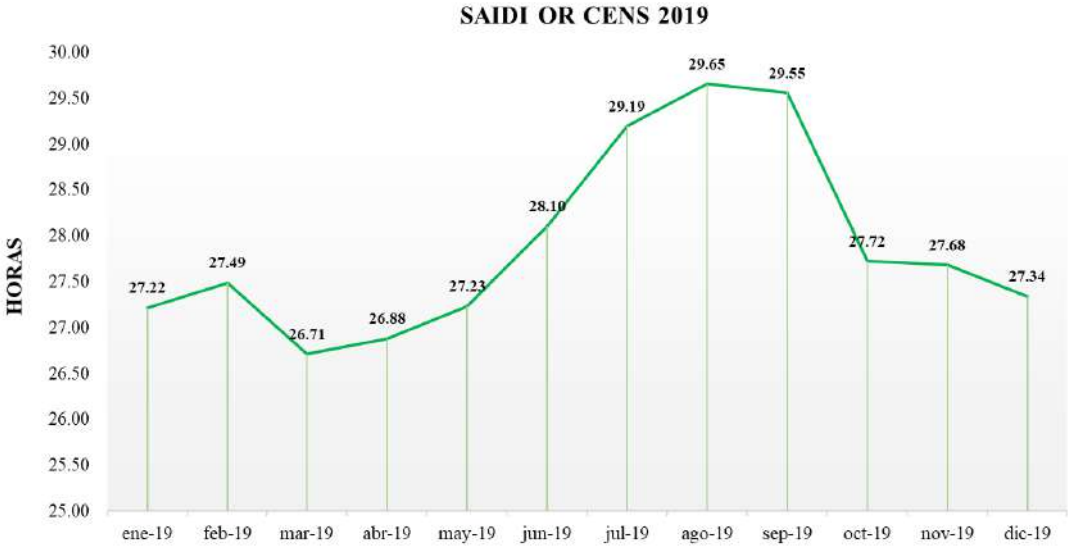


Figura 5.1.5.3 Indicador SAIDI para el OR CENS 2019

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

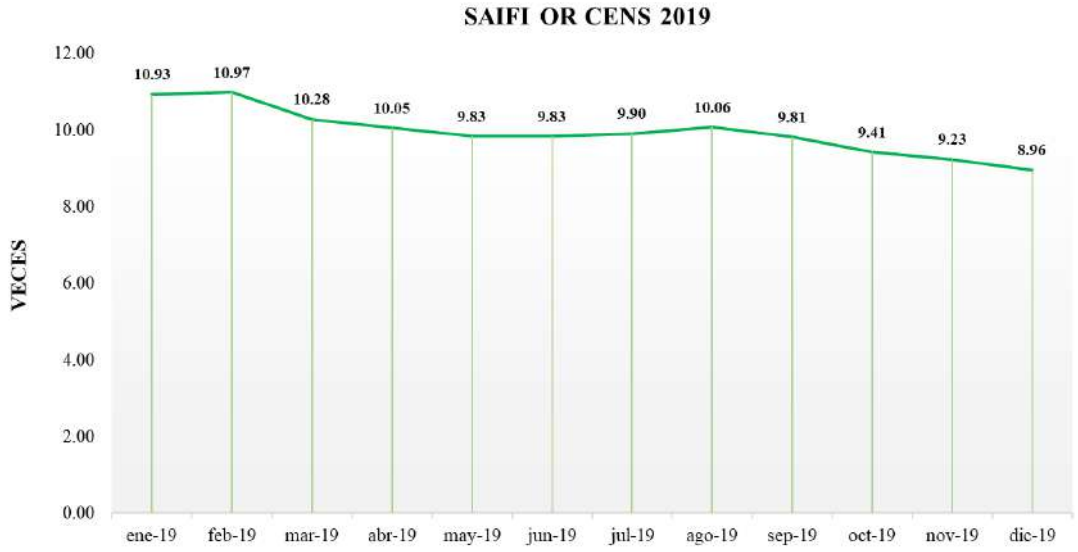


Figura 5.1.5.4 Indicador SAIFI para el OR CENS 2019

En la siguiente grafica observamos cada uno de los indicadores acumulados a diciembre del 2018, diciembre 2019 y la meta estipulada por la CREG para el OR CENS.

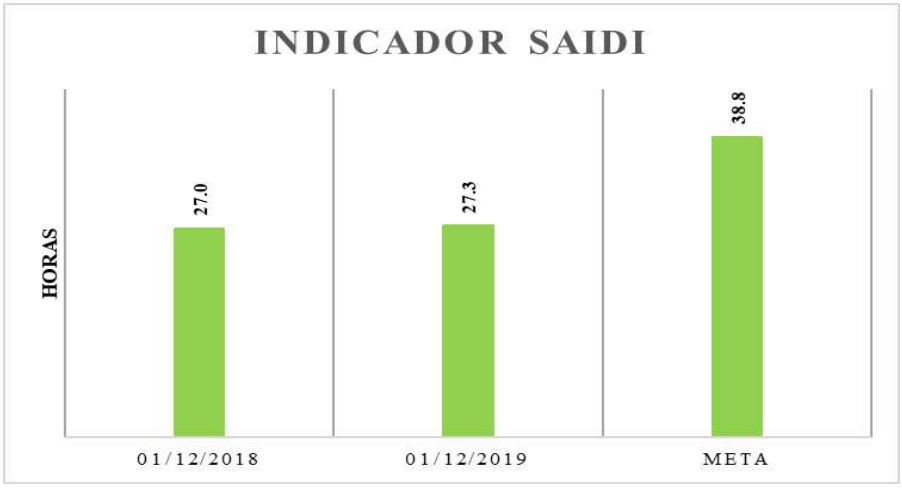


Figura 5.1.5.5 comparativo acumulado 2018 y 2019 indicador SAIDI vs meta CREG.

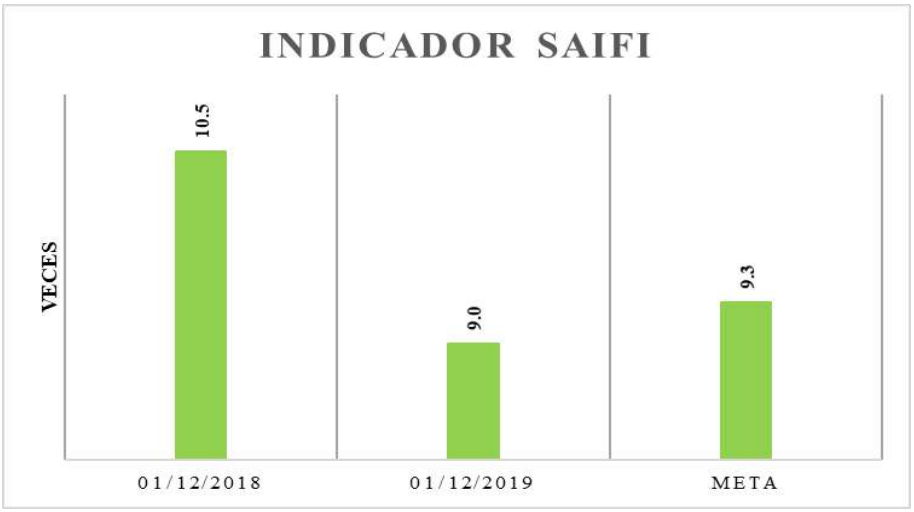


Figura 5.1.5.6 comparativo acumulado 2018 y 2019 indicador SAIFI vs meta CREG.

Con el resultado del análisis de riesgos sobre las redes, se obtiene la clasificación de los circuitos de acuerdo a los niveles de riesgo "muy alto", "alto", "medio" o "bajo", además la metodología permite asignarle un valor denominado índice de riesgo a cada circuito lo que permite clasificar los circuitos más críticos entre los críticos.

En la siguiente figura realizamos el comparativo del TOP 30 de calidad en los dos periodos realizados 25 de octubre 2018 y 25 de octubre 2019. y el comparativo de porcentaje presente en cada una de las regionales del área de cobertura del OR CENS.

Las metas establecidas por la regulación para el periodo regulatorio 2020 – 2023 para el indicador de calidad media se muestra en la figura 5.1.5.7.

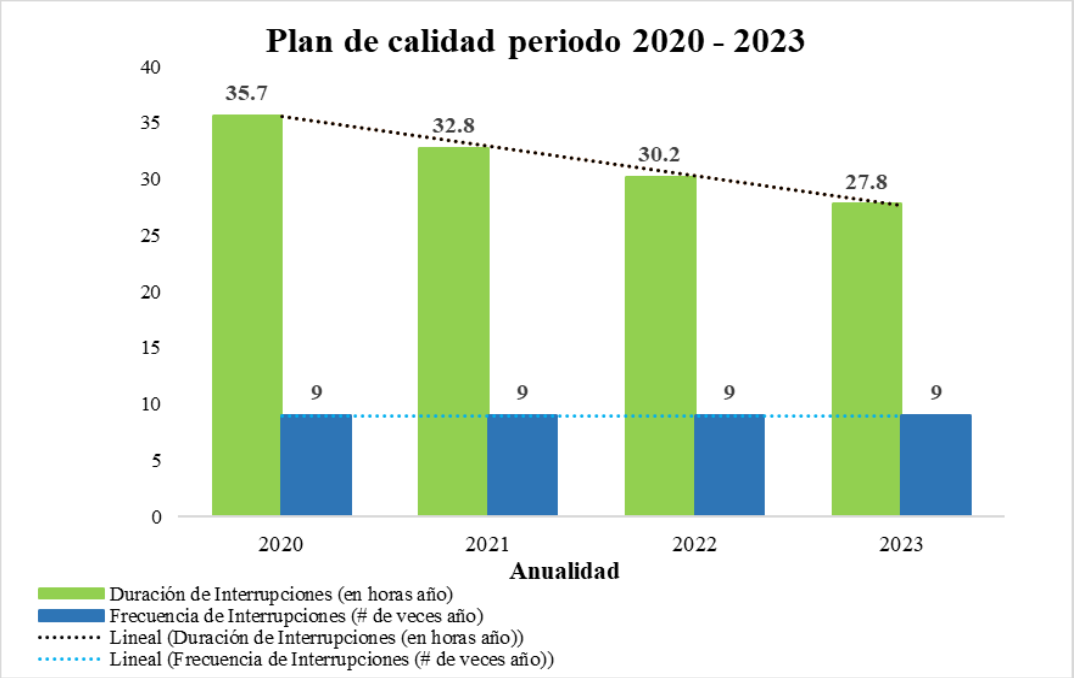


Figura 5.1.5.7 Metas calidad media para el OR CENS para el periodo 2020 – 2023.

Indicador	Datos	2020	2021	2022	2023
SAIDI j,t	Duración de Interrupciones (en horas año)	35.7	32.8	30.2	27.8
SAIFI j,t	Frecuencia de Interrupciones (# de veces año)	9	9	9	9

Tabla 5.1.5.2 Metas por calidad media para el periodo 2020 – 2024.

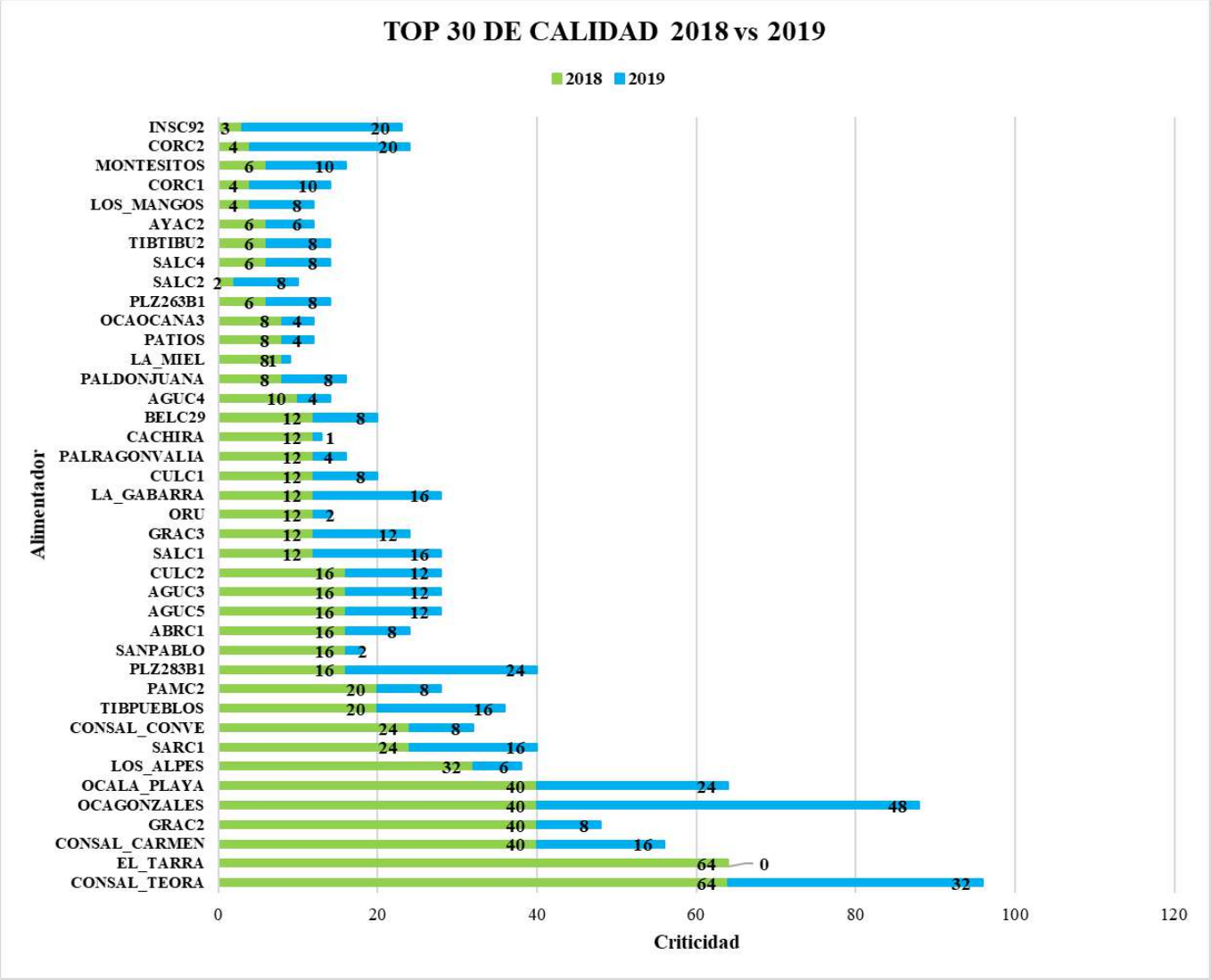


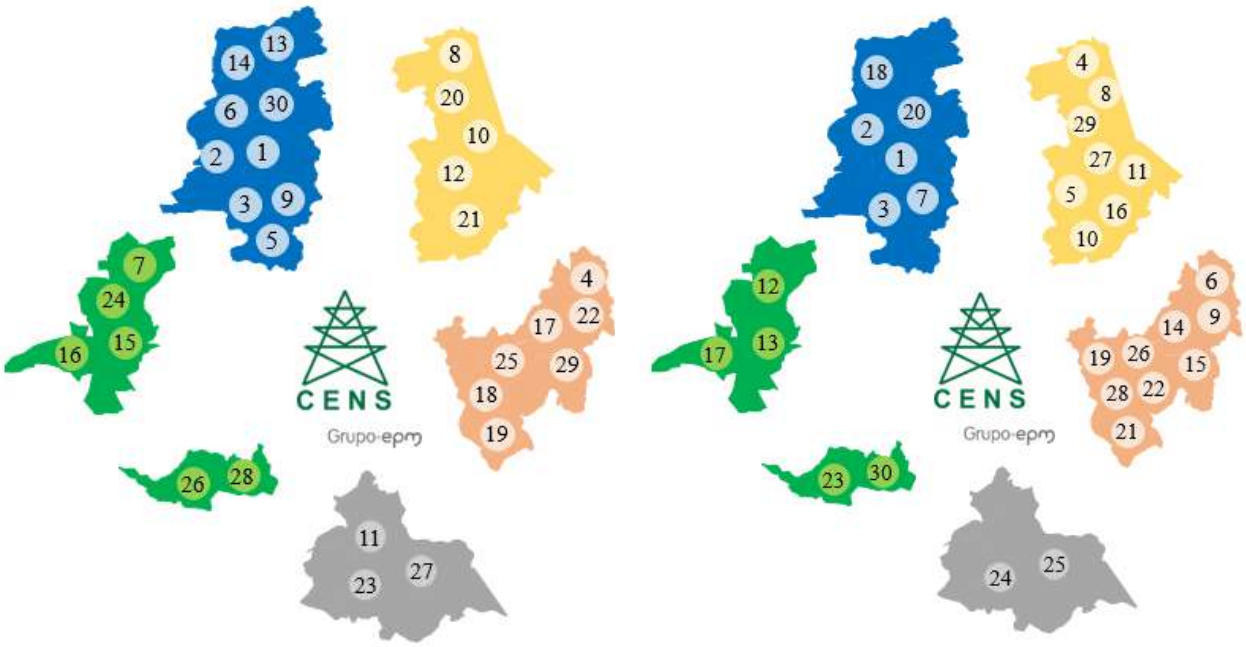
Figura 5.1.5.7 Top 30 de calidad 2018 vs 2019.

A continuación, damos a conocer como vario cada regional respecto al análisis de calidad para los circuitos del Top 30.

En la siguiente tabla vemos la cantidad de circuitos del top 30 de calidad se encuentra en cada una de las cinco regionales.

Regional	Top 30 - 2018	Top 30 - 2019
Regional Tibú	5	8
Regional Pamplona	3	2
Regional Cúcuta	7	9
Regional Ocaña	9	6
Regional Aguachica	6	5

Tabla 5.1.5.3 participaciones por regionales 2018 y 2019 del Top 30 de calidad



a) **b)**

Figura 5.1.5.8 a) Participacion Top 30 de calidad 2018, b) Participacion Top 30 de calidad 2019. Azul (Ocaña), Amarillo (Tibú), Crema (Cúcuta), Gris (Pamplona) y Verde (Aguachica)

5.1.6 Indicadores de calidad individual.

Los indicadores de calidad individual del servicio en los SDL se identificarán 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).

Para la aplicación del esquema de compensaciones se establecen indicadores de calidad mínima garantizada que representan una cantidad máxima anual de horas interrumpidas, DIUG, y de veces en las que ocurren eventos, FIUG, que les corresponde a los OR garantizar a los usuarios de las redes del SDL. Estos indicadores se establecen por OR, por grupo de calidad y por nivel de tensión, para el nivel 1 y en forma agregada para los niveles 2 y 3, y se mantienen fijos para todo el período tarifario.

Para el OR CENS en el artículo 12 y 13 de la resolución 104 del 2019 donde se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización se describen los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos como son los siguientes.

Indicadores de duración individual.

DIUGj,n,q: Duración máxima anual en horas de eventos que deben recibir los usuarios del OR j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q.
IRF: Índice de riesgo de falla capítulo 16 CREG 015 del 2018.

- Niveles de tensión 2 y 3, horas

				NIVEL DE RURALIDAD		
				IR=1	IR=2	IR=3
				≥100.000 habitantes	<100.000 habitantes	Zona rural
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF≤22	1	7.77	26.67	60.68
	MEDIO	22<IRF≤45	2	-	17.81	206.55
	ALTO	45<IRF≤100	3	-	11.99	90.15

Tabla 5.1.6.1 indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 2 y 3

Que se leen de la siguiente manera:

Indicador de duración individual en nivel de tensión 2 y 3	Horas
DIUGj,23,11	7.77
DIUGj,23,12	-
DIUGj,23,13	-
DIUGj,23,21	26.67
DIUGj,23,22	17.81
DIUGj,23,23	11.99
DIUGj,23,31	60.68
DIUGj,23,32	206.55
DIUGj,23,33	90.15

Tabla 5.1.6.2 Descripción de los indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 2 y 3

- Niveles de tensión 1, horas

				NIVEL DE RURALIDAD		
				IR=1	IR=2	IR=3
				≥100.000 habitantes	<100.000 habitantes	Zona rural
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF≤22	1	14.81	41.74	328.01
	MEDIO	22<IRF≤45	2	-	47.12	312.63
	ALTO	45<IRF≤100	3	-	67.52	360

Tabla 5.1.6.3 indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 1

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Que se leen de la siguiente manera:

Indicador de duración individual en nivel de tensión 1	Horas
DIUGj,1,11	14.81
DIUGj,1,12	-
DIUGj,1,13	-
DIUGj,1,21	41.74
DIUGj,1,22	47.12
DIUGj,1,23	67.52
DIUGj,1,31	328.01
DIUGj,1,32	312.63
DIUGj,1,33	360.00

Tabla 5.1.6.4 Descripción de los indicadores de calidad individual de duración OR CENS en niveles de tensión 1.

Indicadores de frecuencia individual.

FIUGj,n,q: Número máximo anual de eventos que deben recibir los usuarios del OR j conectados al nivel de tensión n y que pertenecen al grupo de calidad q.
IRF: Índice de riesgo de falla capítulo 16 CREG 015 del 2018.

- Niveles de tensión 2 y 3, veces

				NIVEL DE RURALIDAD		
				IR=1	IR=2	IR=3
				≥100.000 habitantes	<100.000 habitantes	Zona rural
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF≤22	1	5	10	21
	MEDIO	22<IRF≤45	2	-	11	34
	ALTO	45<IRF≤100	3	-	7	24

Tabla 5.1.6.5 indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 2 y 3

Que se leen de la siguiente manera:

Indicador de frecuencia individual en nivel de tensión 2 y 3	Veces
FIUGj,23,11	5
FIUGj,23,12	-
FIUGj,23,13	-
FIUGj,23,21	10
FIUGj,23,22	11

FIUGj,23,23	7
FIUGj,23,31	21
FIUGj,23,32	34
FIUGj,23,33	24

Tabla 5.1.6.6 Descripción de los indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 2 y 3

- Niveles de tensión 1, veces

				NIVEL DE RURALIDAD		
				IR=1	**IR=2**	**IR=3**
				≥100.000 habitantes	**<100.000 habitantes**	**Zona rural**
NIVEL DE RIESGO	BAJO	IRF≤22	1	7	15	41
	MEDIO	22<IRF≤45	2	-	17	42
	ALTO	45<IRF≤100	3	-	32	57

Tabla 5.1.6.7 indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 1

Que se leen de la siguiente manera:

Indicador de frecuencia individual en nivel de tensión 1	**Veces**
FIUGj,1,11	7
FIUGj,1,12	-
FIUGj,1,13	-
FIUGj,1,21	15
FIUGj,1,22	17
FIUGj,1,23	32
FIUGj,1,31	41
FIUGj,1,32	42
FIUGj,1,33	57

Tabla 5.1.6.8 Descripción de los indicadores de calidad individual de frecuencia OR CENS en niveles de tensión 1.

Para las compensaciones se tiene en cuenta el porcentaje de descuento del cargo de distribución por compensación aplicable al año t, el cual se aplicará así: Para t=1, 8%; t=2, 10%; t=3, 12%; t=4, 14%; t=5, 16%; t=6, 18% y t≥7, 20%. Para este caso se tiene contemplado t=2 a la anualidad 2020.

5.2 PERDIDAS DE ENERGÍA

Para el proyecto pérdidas de energía se tienen contemplados en el plan de inversiones 2019 el siguiente proyecto terciario.

5.2.1 Proyecto control pérdidas de energía.

El proyecto de control pérdidas de energía tuvo una ejecución del **64%** con una inversión de COP $ 9.106 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. En la figura 5.2.1.2 se observa la ejecución del proyecto (dentro del plan y desviación del plan).

Nota: El valor reportado por la circular 012 del 2020 por el proyecto control pérdidas de energía fue de COP $ 10,052 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Los COP $ 103 millones no pudieron ser reportados en esta circular debido a causas administrativas.

Este proyecto se ejecutó para los tipos de inversión II, III y IV en los niveles de tensión uno y dos como se observa en la siguiente tabla.

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	4,766
II	4,266
III	74
IV	0
TOTAL	**9,106**

Tabla 5.2.1.1 Presupuesto ejecutado por nivel de tensión.

Este presupuesto ejecutado se distribuyó en cada una de las regionales del área de cobertura del OR CENS de la siguiente manera.

Regional	Presupuesto ejecutado
Regional Tibú	1,765
Regional Pamplona	70
Regional Cúcuta	4,935
Regional Ocaña	768
Regional Aguachica	1,569
Total	**9,106**

Tabla 5.2.1.2 Presupuesto ejecutado por regional por el proyecto terciario control pérdidas de energía.

El porcentaje de la ejecución realizada para el proyecto de control pérdidas de energía en cada una de las regionales del área de cobertura del OR CENS se muestra en la siguiente figura.

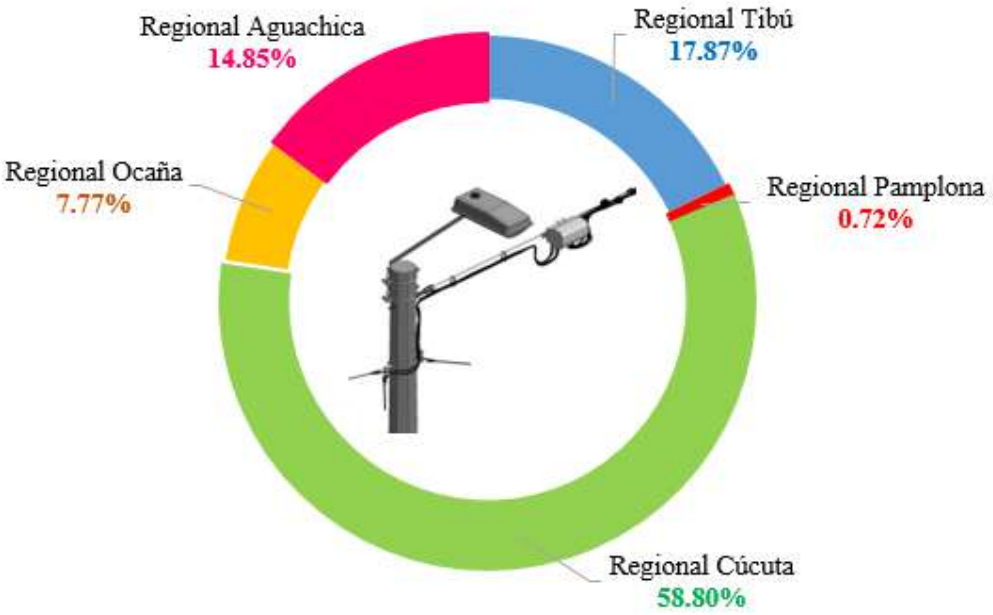


Figura 5.2.1.1 Porcentaje de ejecucion realizada en cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS.

En la figura 5.2.1.2 se observa como fue la inversión de acuerdo a lo que se tenía reportado ejecutar por el proyecto de reducción y control pérdidas de energía, presentado una desviación del 59% del valor ejecutado.

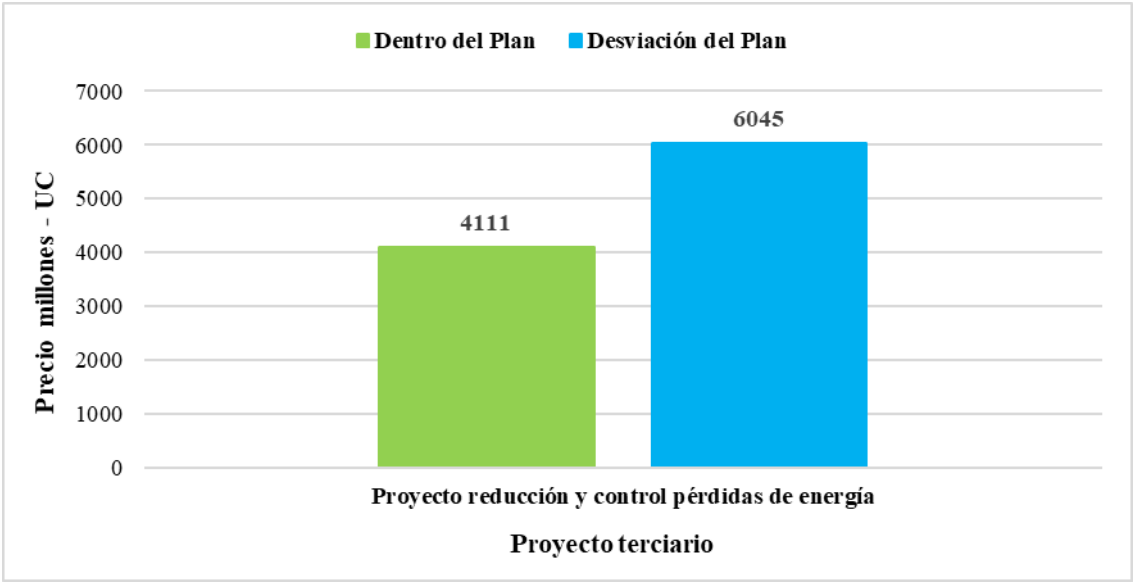


Figura 5.2.1.2 Ejecución proyecto terciario control perdidas de energía valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

El Programa de Reducción y Control Pérdidas de Energía de CENS, durante el año 2019

presenta, un IP 12.93 % publicado por XM publicado el 27 de abril, el cual se encuentra en revisión. El cual puede variar un poco de acuerdo a Así mismo, se obtuvo una recuperación de energía para el 2019 de 28.1 GWh/año, logrando un cumplimiento del 100% de la meta estipulada de 15 GWh/año, destacando el aporte del proceso de defraudación de fluidos y por vía administrativa con 7 GWh/año recuperadas.

Metas en reducción de pérdidas

Indicador	2019
IPT	13.15%

Tabla 5.2.1.3 Meta 2019 índice de perdidas

La meta del índice de pérdidas para un horizonte de cinco años de acuerdo a lo establecido la regulación para el OR CENS se da a conocer en la siguiente tabla.

Variable	2020	2021	2022	2023	2024
IPT	12.79%	12.43%	12.07%	11.71%	11.49%

Tabla 5.2.1.4 Metas IPT para el OR CENS en el periodo 2020 – 2024.

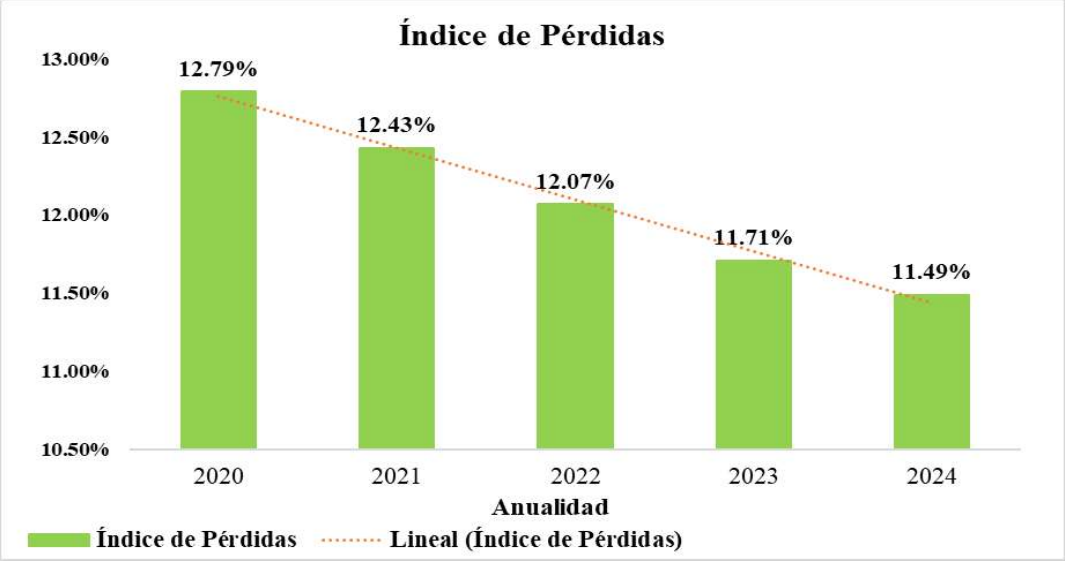


Figura 5.2.1.3 Metas Indice de perdidas tecnicas para el OR CENS en un horizonte de cinco años.

En la siguiente figura damos a conocer algunas fotografías de los trabajos finalizados por el proyecto control pérdidas de energía.

Figura 5.2.1.4 Proyecto control pérdidas de energia

5.2.2 Desviación del proyecto control pérdidas de energía.

Las causas que llevaron a que el proyecto control pérdidas de energía presentara una desviación del 60% del valor ejecutado, equivalente a COP $ 6.045 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Son las siguientes:

- Cambios en la demanda proyectada: Cambios en la demanda hacen que el proyecto ya no sea necesario, aumento en la proyección de usuarios a vincular de AH planeados
- Fuerza mayor: Causas de fuerza mayor que impidieron la construcción y puesta en operación de la UC como son problemas jurídicos, orden público y topografía del terreno.
- Licencias ambientales y permisos de paso: Inconvenientes al gestionar y conseguir las los permisos de paso y las licencias ambientales necesarias para la ejecución completa del proyecto.
- Ajustes administrativos: Decisión administrativa de la empresa.
- Incremento de usuarios en AH: Aumento o disminución de la proyección de usuarios a vincular.
- Reincidencia al fraude: Cambio de estrategia al intervenir la red por defraudación de fluidos.

En la siguiente tabla se muestra la inversión que se vio involucrada en la desviación del proyecto control pérdidas de energía, por categoría de activo.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
4	Equipo de control y comunicaciones	1,476
7	Líneas aéreas	2,469
9	Equipos de línea	395
11	Transformadores de distribución	1,397
12	Redes de distribución	3,370
Total		**9,106**

Tabla 5.2.2.1 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Estas deviaciones se vieron intervenidas en el área de cobertura del OR de la siguiente manera.

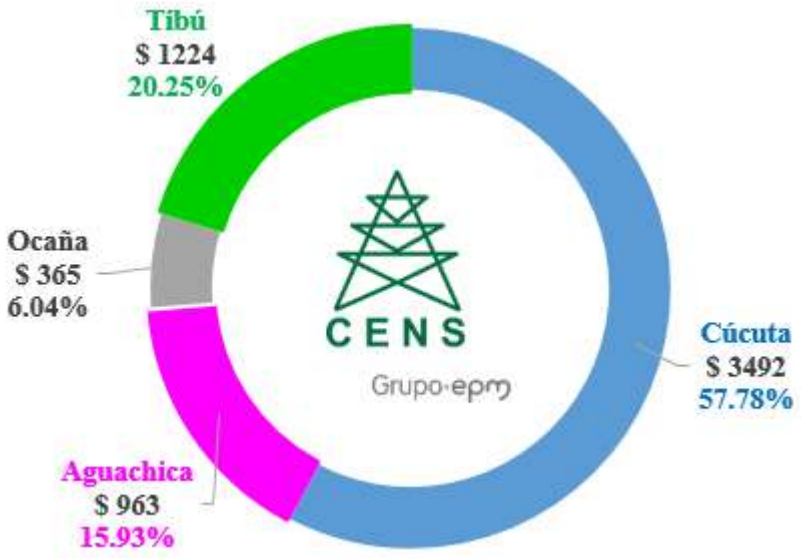


Figura 5.2.2.1 Porcentaje de desviacion ejecutado en el area de cobertura del OR CENS por el proyecto control pérdidas de energia valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.3 PROYECTO COMPRA DE BIEN FUTURO

Para este proyecto compra de bien futuro se tuvo una ejecución del 222% del presupuesto en el plan de inversiones inicial, asociado al proyecto terciario compra de bien futuro.

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

Proyecto terciario	Ejecución 2019	PI Inicial
Compra de bien futuro	654	294

Tabla 5.3.1 Proyecto terciario compra de bien futuro valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.3.1. se observa que el proyecto terciario compra de bien futuro presenta una desviación del plan de 63% y una ejecución dentro el plan del 37%.

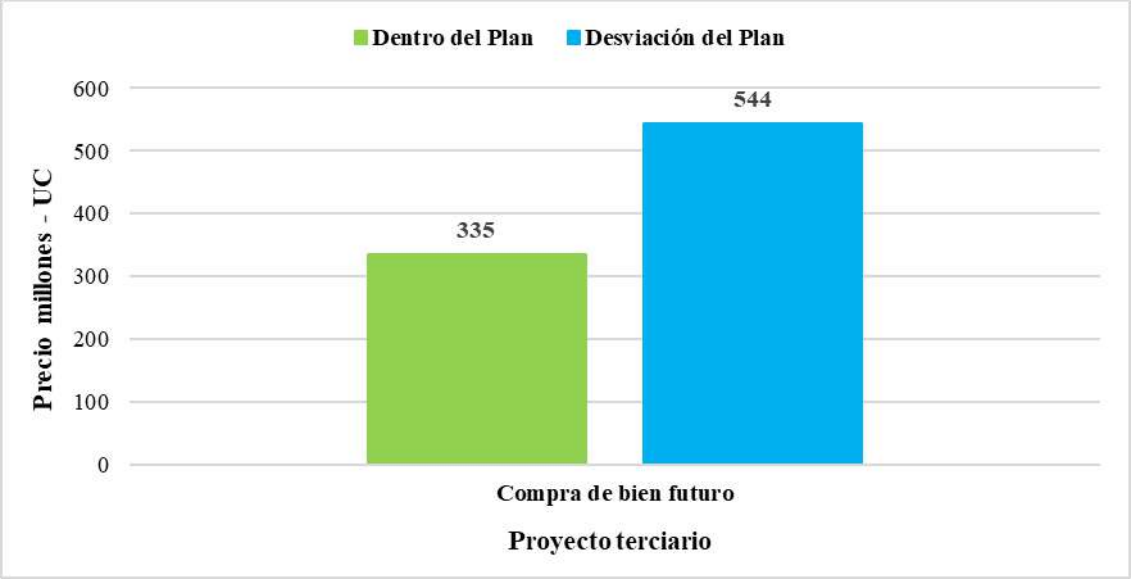


Figura 5.3.1 Ejecución proyecto terciario compra de bien futuro valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La inversión realizada por el proyecto terciario fue desarrollada en la regional de Cúcuta en su totalidad.

5.3.1 Desviación del proyecto compra de bien futuro.

Las causas que llevaron a que el proyecto compra de bien futuro presentara una desviación del 63% equivalente a COP $ 409 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

- Variación en el alcance del proyecto: Para el desarrollo del proyecto se requirió la realización de mayor cantidad de obra a la proyectada
- Desarrollos de urbanismos - atención de la demanda: Las constructoras desarrollaron proyectos en lugares donde existe mayor crecimiento de la oferta y demanda de industrias

Estas desviaciones se atribuyen a que las constructoras de obra desarrollaron trabajos dentro y a la periferia de la ciudad de Cúcuta y que desde el inicio no se pudieron dimensionar y que por alguna necesidad del urbanismo presentado se decidió construir. actualmente algunos de esos contratos se encuentran en trámites notariales.

5.4 PROYECTO EXPANSIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS

Para este proyecto expansión redes de distribución CENS se tuvo una ejecución del 300%

del presupuesto en el plan de inversiones inicial, asociado al proyecto terciario Expansión - Nuevos usuarios - Red de uso.

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

Proyecto terciario	Ejecución 2019	PI Inicial
Expansión – nuevos usuarios -Red de uso	4,828	1,611

Tabla 5.4.1 Proyecto terciario expansión nuevos usuarios – red de uso valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.4.1. se observa que le proyecto expansión nuevos usuarios – red de uso presenta una desviación del plan de 71% y una ejecución dentro el plan del 29%.

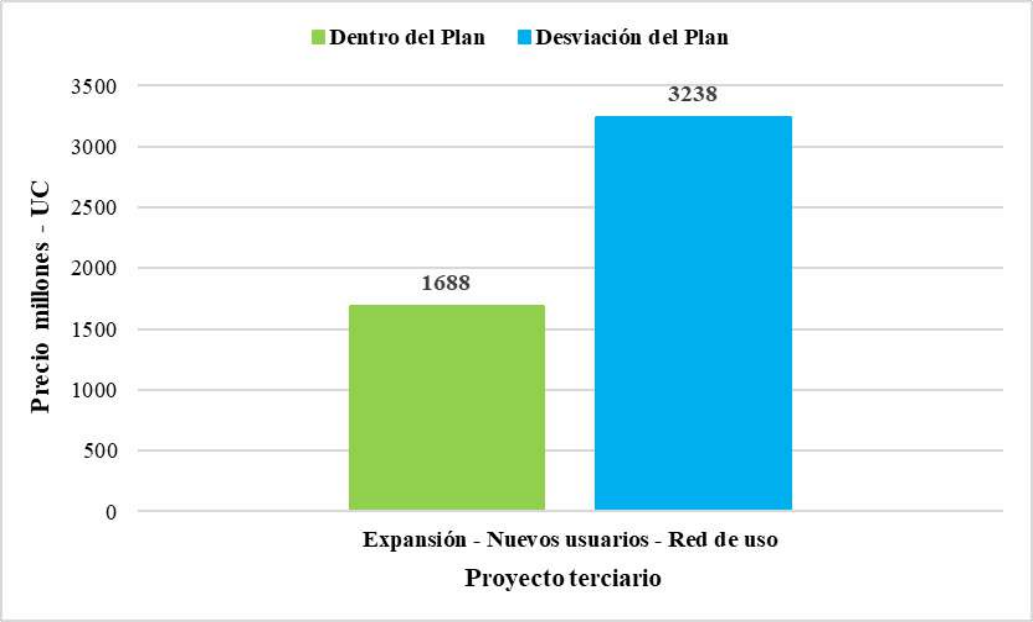


Figura 5.4.1 Ejecución proyecto terciario expansion nuevos usuarios red de uso valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La inversión realizada por cada una de las regionales donde opera el OR CENS se muestra en la siguiente figura donde vemos que la regional de Cúcuta con el 38% presenta el mayor porcentaje de intervención de este proyecto.

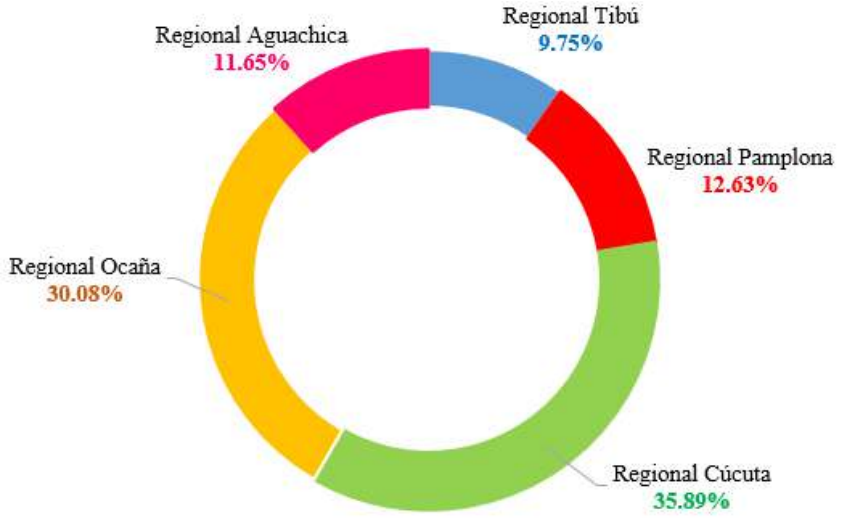


Figura 5.4.2 Porcentaje de inversión para el proyecto terciario expansion nuevos usuarios – red de uso para cada regional del área de cobertura del OR CENS.

En la siguiente figura damos a conocer algunas fotografías de los trabajos finalizados por el proyecto terciario expansión nuevos usuarios – red de uso.

Figura 5.4.3 Proyecto terciario expansión de nuevos usuarios – red de uso.

5.4.1 Desviación del proyecto terciario expansión de nuevos usuarios – red de uso

Las causas que llevaron a que en el proyecto terciario expansión de nuevos usuarios – red de uso se llevara una desviación del plan fueron las siguientes:

- Cambios en la demanda proyectada: Cambios en la demanda hacen que el proyecto ya no sea necesario.

- Variación en los alcances del proyecto: Para el desarrollo del proyecto se requirió realización cambio de lo inicialmente planeado.

La desviación del proyecto del 71% del valor ejecutado se presentó en gran medida en la instalación de mayor cantidad de unidades constructivas de las reportadas debido al cambio en la demanda proyectada y a la atención de peticiones quejas y reclamos (PQR). Estas desviaciones se encontraron ubicados en el área de cobertura donde presta el servicio el OR CENS.

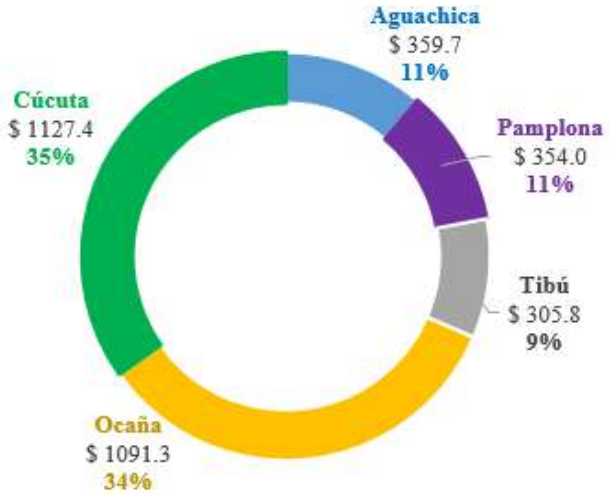


Figura 5.4.1.1 Porcentaje de desviacion del proyecto terciario expansion nuevos usuarios – red de uso para cada regional del área de cobertura del OR CENS.

5.5 PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN CAMPO II 34.5 KV

Como resultado del crecimiento vegetativo de la demanda en el sector de campo dos (zona rural del municipio de Tibú y el ingreso de cargas puntuales procedentes de cultivos de palma de aceite, los circuitos de 13.8 kV asociados a la subestación Tibú, estaban llegando a su máxima capacidad operativa, evidenciando que en un corto y mediano plazo se presentarían parámetros técnicos por encima de los límites establecidos por la regulación, lo que puede ocasionar una disminución en la calidad del servicio a los usuarios actuales y haciendo inviable técnicamente la conexión de nuevos usuarios al sistema, es por esto que se planteó la ejecución de la subestación Campo II para la vigencia 2019, esta subestación es alimentada desde la subestación Tibú 115/34.5kV permitiendo asumir carga de alimentadores existentes asociados a la subestación Tibú, y poder dividir otros alimentadores en tramos más cortos y atender las nuevas cargas puntuales procedentes de cultivos de palma de aceite o el ingreso de nuevas cargas en la región.

Para la puesta en operación del proyecto subestación eléctrica Campo II 34.5 kV se incurrieron en costos socio-ambientales y de servidumbres ver Anexo 2 (costos socio – ambientales y de servidumbres) ver tabla 5.5.1, de acuerdo a lo establecido en el capítulo

14 de la resolución CREG 015 del 2018, Los costos socio-ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación, razón por la cual nos permitimos relacionar los costos asociados al proyecto subestación Gamarra.

Concepto	Valor
Gestión Ambiental	$160,762,409
Gestión de servidumbres	$48,686,501
Total	**$209,448,910**

Tabla 5.5.1 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV 34.5 kV

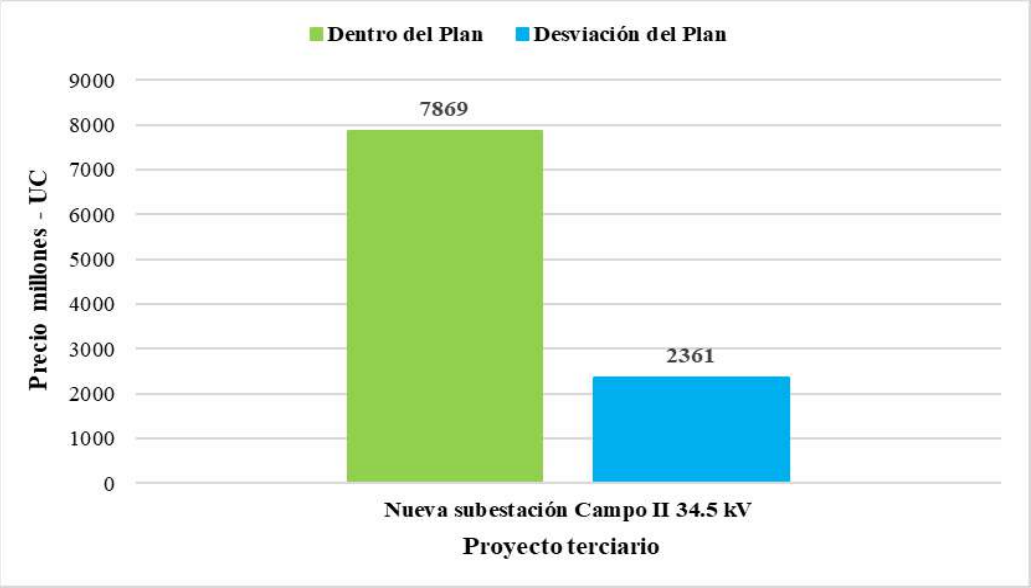
Para este proyecto nueva subestación eléctrica campo II por nivel de tensión 34.5 kV se tuvo una ejecución del **110%** del presupuesto en el plan de inversiones inicial, asociado al proyecto terciario nueva subestación campo II 34.5 kV ubicado en la regional de Tibú.

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

Proyecto terciario	Ejecución 2019	PI Inicial
Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV.	10,194	9,301

Tabla 5.5.2 Proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV. valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.5.1. se observa que le proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV presenta una desviación del plan de 25% y una ejecución dentro el plan del 75%.



Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Figura 5.5.1 Ejecución proyecto terciario Nueva subestacion electrica Campo II 34.5 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Figura 5.5.2 Subestación eléctrica Campo II 34.5 kV.

5.5.1 Desviación proyecto subestación eléctrica Campo II 34.5 kV.

Las causas que llevaron a que en el proyecto subestación eléctrica Campo II 34.5 kV se llevara una desviación del 25% del valor ejecutado del plan fueron las siguientes:

- Ajustes administrativos: Por ajustes administrativos, se realizó mejoramiento técnico a la disposición final de la infraestructura de control, protecciones, celdas y Servicios Auxiliares, dada la capacidad final de la subestación - implementándose una casa de control.

- Gestión predial del proyecto: Durante el desarrollo de la infraestructura se presentó dificultad predial requiriendo hacer ajustes en los diseños iniciales, requiriendo mayores puntos de apoyo en el proyecto.

La desviación del proyecto se presentó en gran medida en la instalación de mayor cantidad de unidades constructivas debido a que se presentaron inconvenientes para la adquisición del predio inicial cerca de campo II por presentar inconvenientes por solicitudes ante la Unidad de restitución de tierras (URT), no fue posible obtener el terreno que estaba cerca de campo II, debido a esto se vio la necesidad de buscar un predio que estuviera libre de URT, ese predio se encuentra a 3.6 km en dirección a Tibú, es decir se adicionaron 3.6 km

en redes de 13.2 kV al proyecto, para un total de 4.8 km.

La desviación del proyecto por categoría del activo se muestra en la siguiente tabla.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
4	Equipos de control y comunicaciones	52
5	Equipos de subestaciones	49
6	Otros activos subestación	472
7	Líneas aéreas	1,974
9	Equipos de línea	10
Total		**2557**

Tabla 5.5.3 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Campo II 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Debido a dificultadas de orden público y los diferentes paros que se presentaron en la zona, en el año 2019 (En uno de los cuales se vio afectado materiales y equipos pertenecientes a la cuadrilla que ejecutaba el montaje en la Subestación Campo II). Por lo cual la fecha de puesta en operación de la subestación eléctrica Campo II fue el 19 de diciembre del 2019.

5.6 PROYECTO NUEVA SUBESTACIÓN GAMARRA 34.5 KV

Como resultado del 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 rio 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 la puesta en operación del proyecto Subestación Gamarra 34.5 kV se incurrieron en costos socio-ambientales y de servidumbres ver Anexo 2 (costos socio – ambientales y de servidumbres) ver tabla 5.6.1, de acuerdo a lo establecido en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018, Los costos socio-ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación, razón por la cual nos permitimos relacionar los costos asociados al proyecto subestación Gamarra.

Concepto	Valor
Gestión Ambiental	$195,380,265
Gestión Predial	$ 47,389,753

Gestión de Servidumbres	$ 63,295,711
Total	**$ 306,065,728**

Tabla 5.6.1 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV

Para este proyecto nueva subestación eléctrica Gamarra por nivel de tensión 34.5 kV se tuvo una ejecución del **135%** del presupuesto en el plan de inversiones inicial, asociado al proyecto terciario nueva subestación campo II 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 terciario	Ejecución 2019	PI Inicial
Nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV.	5,035	3,740

Tabla 5.6.2 Proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV. valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

En la figura 5.6.1. se observa que le proyecto terciario Nueva subestación eléctrica Campo II 34.5 kV presenta una desviación del plan de 48% y una ejecución dentro el plan del 52%.

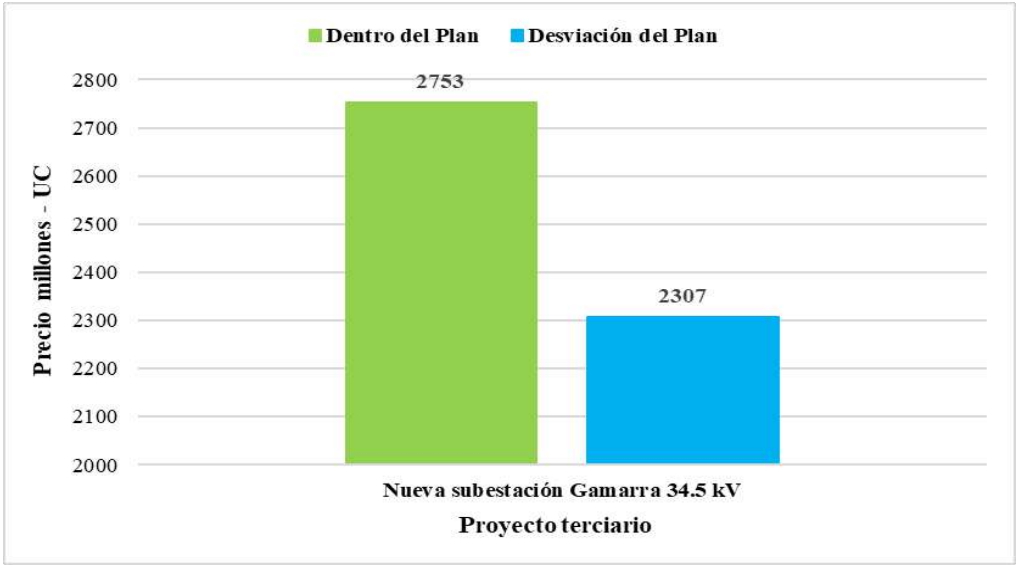


Figura 5.6.1 Ejecución proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Figura 5.6.2 Subestacion electrica Gamarra 34.5 kV

5.6.1 Desviación del proyecto subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV.

Las causas que llevaron a que en el proyecto subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV se llevara una desviación del 48% del valor ejecutados son las siguientes:

- Ajustes administrativos: Por ajustes administrativos, se realizó mejoramiento técnico a la disposición final de la infraestructura de control, protecciones, celdas y Servicios Auxiliares, dada la capacidad final de la subestación - implementándose una casa de control.
- Gestión predial del proyecto: Durante el desarrollo de la infraestructura se presentó dificultad predial requiriendo hacer ajustes en los diseños iniciales, requiriendo mayores puntos de apoyo en el proyecto.

La desviación del proyecto se presentó en el análisis técnico - operativo, en el caso de negocio se tenía contemplado la alimentación de la subestación Gamarra de 34.5 kV desde la SE Buturama con una longitud de 12 km, sin embargo, en el trazado de diseño contempla una longitud de 14.7 km. Se requirió el apoyo adicional de gestión predial, social y ambiental que impacta el tiempo de ejecución del proyecto.

La desviación del proyecto por categoría del activo se muestra en la siguiente tabla.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
3	Bahías y celdas	371
4	Equipo de control, protección y comunicaciones	178
5	Equipos de subestación	48
6	Otros activos de subestación	818
7	Líneas aéreas	564
9	Equipos de línea	80
10	Centros de control	373
Total		**2,432**

Tabla 5.6.3 Desviacion del proyecto terciario Nueva subestacion electrica Gamarra 34.5 kV por categoria de activo valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La fecha de puesta de operación del proyecto nueva subestación eléctrica Gamarra 34.5 kV se llevó acabo el 15 de diciembre del 2019.

5.7 PROYECTO REPOSICIÓN REDES DE DISTRIBUCIÓN CENS

Este proyecto inscrito en el banco de EPM se encuentra dividido en seis proyectos terciarios de los cuales se obtuvo una ejecución del **61%** con una inversión de COP $ 13,899 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 que equivale a describen a continuación.

- Cumplimiento de distancias de seguridad
- Modernización de redes de BT
- Reposición anual de postes rurales BT
- Reposición anual de postes rurales MT
- Reposición anual equipos de línea
- Reposición red obsoleta MT

En la siguiente imagen damos a conocer el porcentaje de ejecución realizado por proyecto terciario como la inversión que se había estipulado en el plan de inversiones inicial.

Regional	Ejecución 2019	PI Inicial
Cumplimiento de distancias de seguridad	13	1,040
Modernización de redes de BT	3,964	5,170
Reposición anual de postes rurales BT	2,169	2,552
Reposición anual de postes rurales MT	4,393	8,219
Reposición anual equipos de línea	118	579
Reposición red obsoleta MT	3,242	5,395
Total	**13,899**	**22,955**

Tabla 5.7.1 Ejecución proyectos terciarios asociados al proyecto inscrito en el banco de EPM reposición redes de distribución valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.7.1 damos a conocer el porcentaje de participación que tuvo cada proyecto terciario en la ejecución del proyecto reposición de redes de distribución.

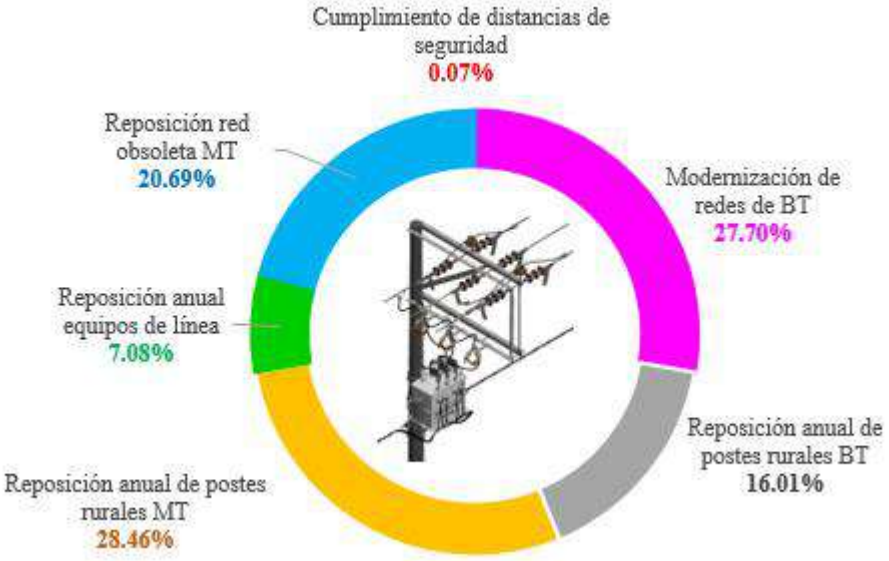


Figura 5.7.1 Porcentaje ejecución de los proyectos terciarios que hacen participe del proyecto inscrito al banco de epm como reposición de redes de distribución.

En la siente tabla se muestra la inversión en el plan de inversiones 2019 por nivel de tensión para el proyecto reposición redes de distribución.

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	6,134
II	7,101
III	663
IV	0
TOTAL	**13,899**

Tabla 5.7.2 Presupuesto ejecutado por nivel de tensión

La ejecución de este proyecto se redistribuyo en cada una de las regionales donde hace presencia el OR CENS de esta manera en la figura 5.7.2 se muestra la inversión ejecutada en el 2019.

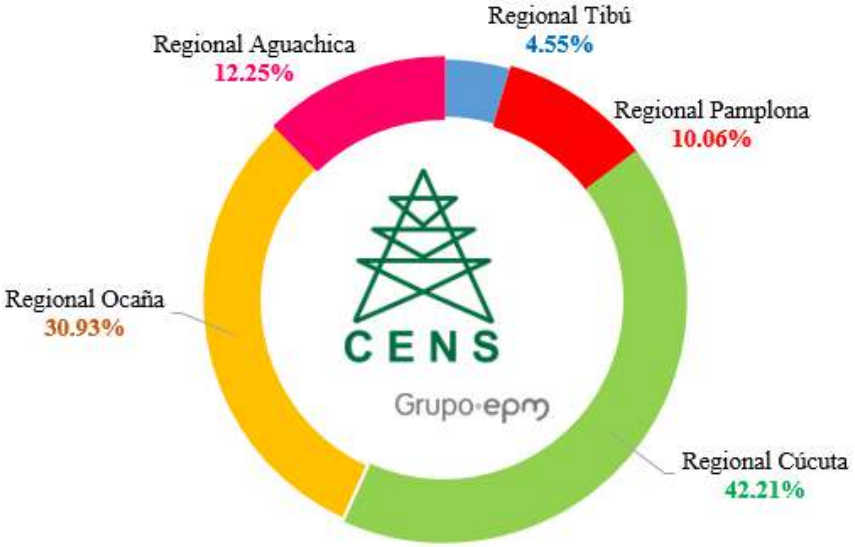


Figura 5.7.2 porcentaje de inversión realizada en cada una de las regionales del área de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.1 Proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad.

Para este proyecto terciario solo se ejecutó el **1 %** del valor planeado donde debemos tener en cuenta que este proyecto se ve involucrado en los proyectos terciarios de modernización de red de BT y la reposición de red obsoleta MT cuando por estos proyectos se están incumpliendo las distancias de seguridad establecidas por el RETIE.

En la figura 5.7.1.1 se muestra la desviación del proyecto terciario del 37% y una ejecución del 63%

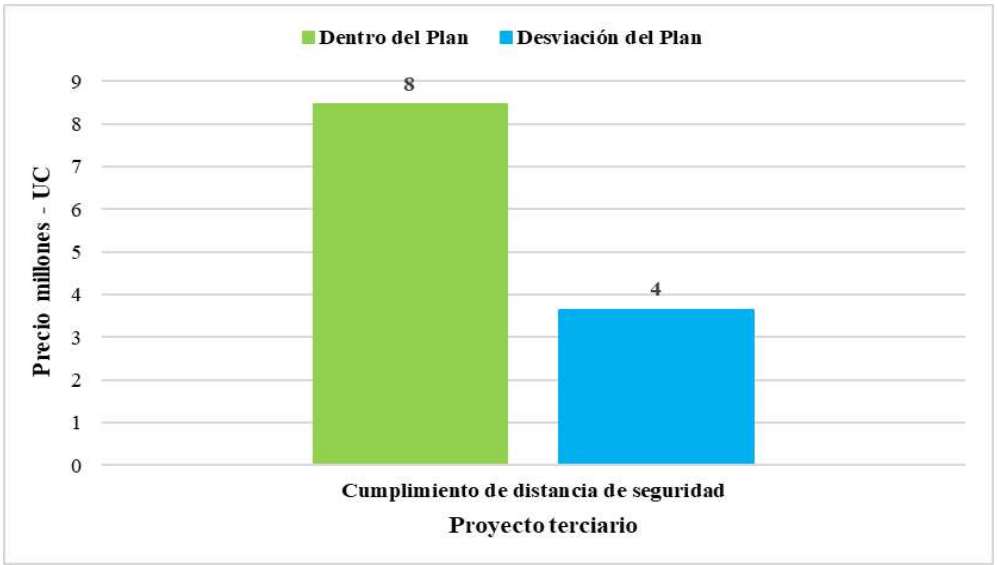


Figura 5.7.1.1 Ejecución proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

La ejecución del 1% se realizó en las regionales de Aguachica, Cúcuta, Ocaña y Tibú.

En la siguiente figura se observan algunas imágenes de la ejecución de este proyecto.

Figura 5.7.1.2 Proyecto cumplimiento distancias de seguridad.

5.7.1.1 Desviación proyecto cumplimiento distancias de seguridad.

Las causas de la desviación del 37 % del valor ejecutado que equivale a COP $ 5 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 se ve involucrado en 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.

Esta desviación se encuentra involucrada en las regionales de Aguachica, Cúcuta, Ocaña y Tibú como lo muestra la figura 5.7.1.3

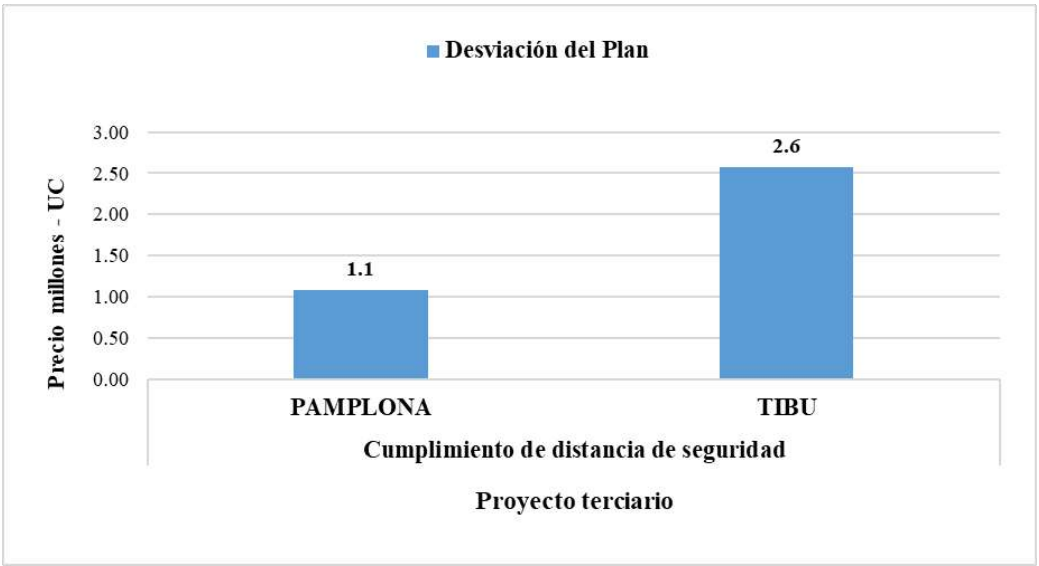


Figura 5.7.1.3 Desviacion del proyecto terciario cumplimiento distancias de seguridad valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 en el area de cobertura del OR CENS.

5.7.2 Proyecto terciario modernización redes de BT

Para este proyecto terciario se ejecutó el **77%** con una inversión de COP $ 3,964 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Nota: El valor reportado por la circular 012 del 2020 por el proyecto modernización redes de BT fue de COP $ 3,964 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Los COP $ 130 millones no pudieron ser reportados en esta circular debido a causas administrativas.

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

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	3,964
II	0
III	0
IV	0
TOTAL	**3,964**

Tabla 5.7.2.1 Ejecución proyecto terciario modernización redes de BT por nivel de tensión.

En la figura 5.7.2.1 se observa que el proyecto terciario modernización redes de BT presenta una desviación del 24% y una ejecución dentro el plan del 76%.

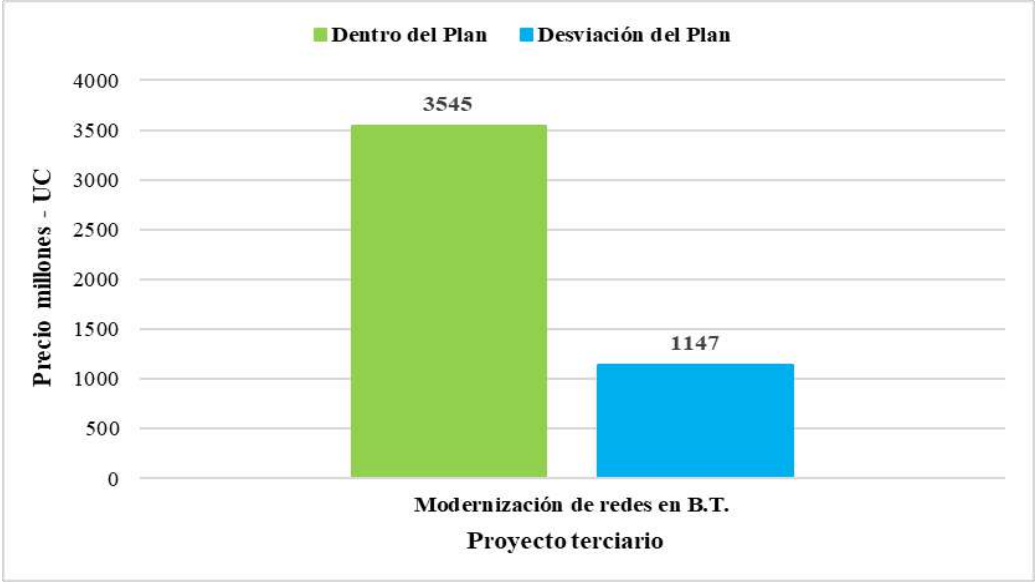


Figura 5.7.2.1 Ejecución proyecto terciario modernización redes de BT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecucion de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.7.2.2.

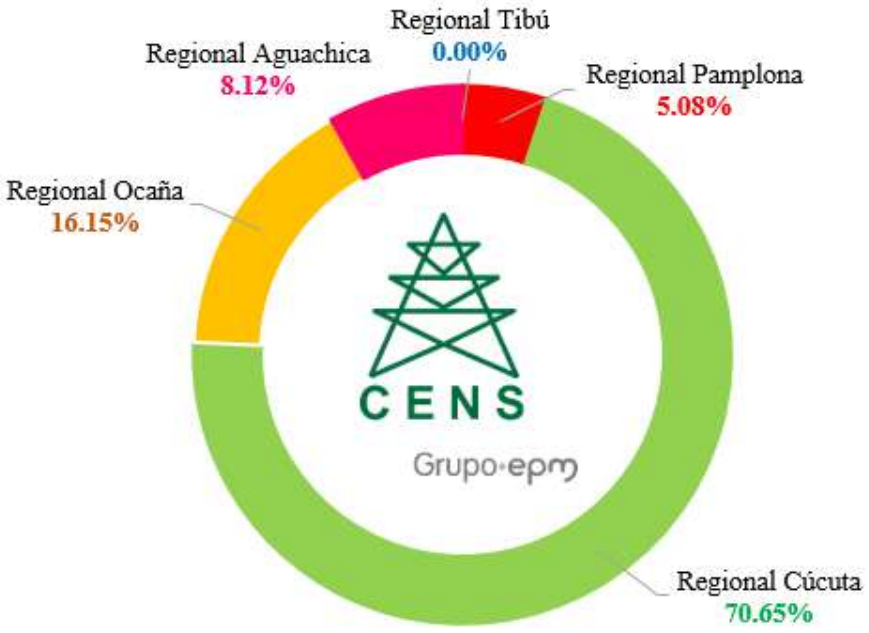


Figura 5.7.2.2 Ejecucion poryecto terciario modernizacion redes BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la siguiente figura se observan algunas imágenes de la ejecución del proyecto terciario modernización redes BT.

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS
Comisión de Regulación de Energía y Gas

Figura 5.7.2.3 Proyecto Modernización redes BT.

5.7.2.1 Desviación proyecto terciario Modernización red BT.

Las causas de la desviación del 24 % del valor ejecutado que equivale a COP $ 967 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 se ve involucrado en 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

La desviación del proyecto modernización red BT por categoría de activo se presenta en la siguiente tabla.

Categoría	Descripción	Inversión 2019

de activo		
11	648	783.0
12	319	352.2
Total		**967**

Tabla 5.7.2.2 Desviación del proyecto modernización red BT por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

Estas desviaciones se vieron incurrías en las regionales de Ocaña, Pamplona, Aguachica y Cúcuta.

5.7.3 Proyecto terciario reposición anual de postes rurales de BT

Para este proyecto terciario se ejecutó el **85%** con una inversión de COP $ 2,169 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.7.3.1 se observa que el proyecto terciario reposición anual de postes rurales de BT presenta una desviación del 10% y una ejecución dentro el plan del 90%

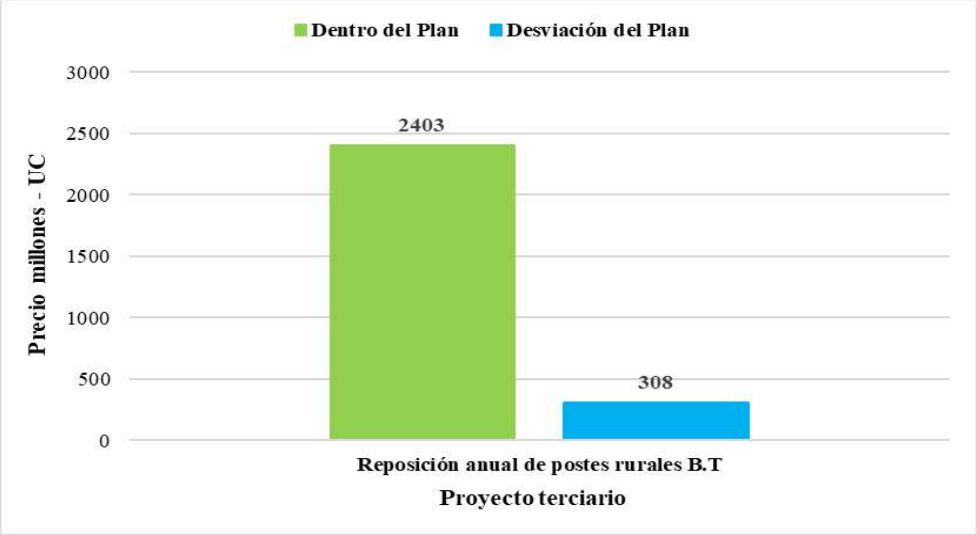


Figura 5.7.3.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de postes rurales BT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecucion de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.7.3.2.

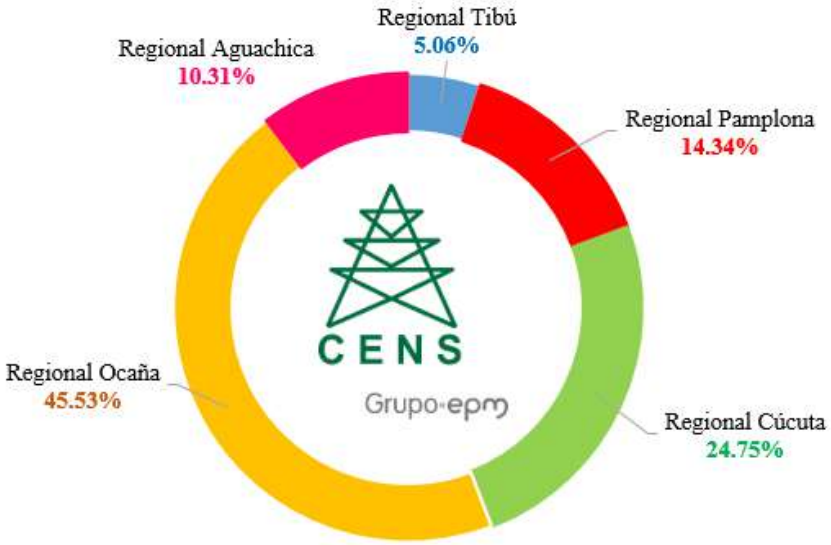


Figura 5.7.3.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.3.1 Desviación proyecto terciario reposición anual de postes rurales de BT

Las causas de la desviación del 10% del valor ejecutado que equivale a COP $ 216 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, se ve involucrado en 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.
- Ajustes técnicos: Por la intervención del proyecto se hace necesario ampliar el alcance por cumplimiento técnico a otros circuitos.
- Mantenimiento correctivo: Colapso o mal estado de UC que obligo a su reposición ubicadas en otro municipio y/o circuito

La desviación del proyecto reposición anual de postes rurales BT se presentó en el área de cobertura del OR como se observa en la siguiente figura.

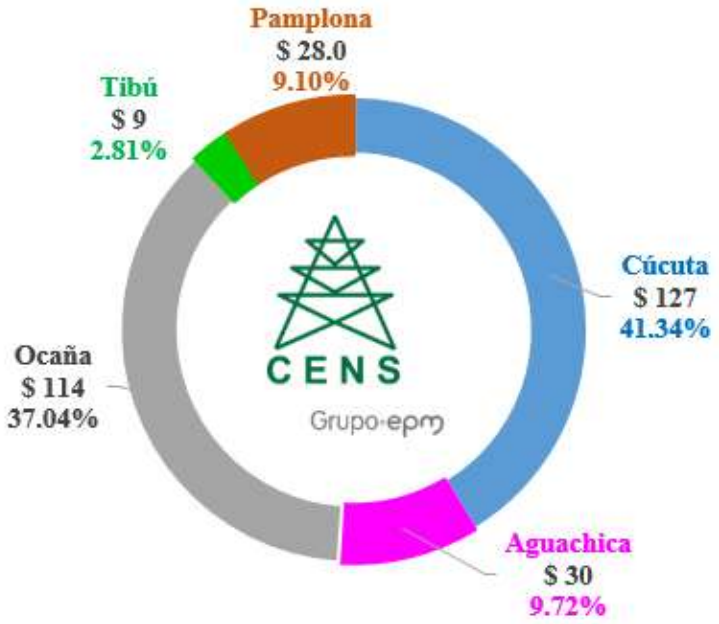


Figura 5.7.3.3 Desviación del proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de BT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.4 Proyecto terciario reposición anual de postes rurales de MT

Para este proyecto terciario se ejecutó el **53%** con una inversión de COP $ 4,393 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.7.4.1 se observa que el proyecto terciario reposición anual de postes rurales de MT presenta una desviación del 8% y una ejecución dentro el plan del 92%.

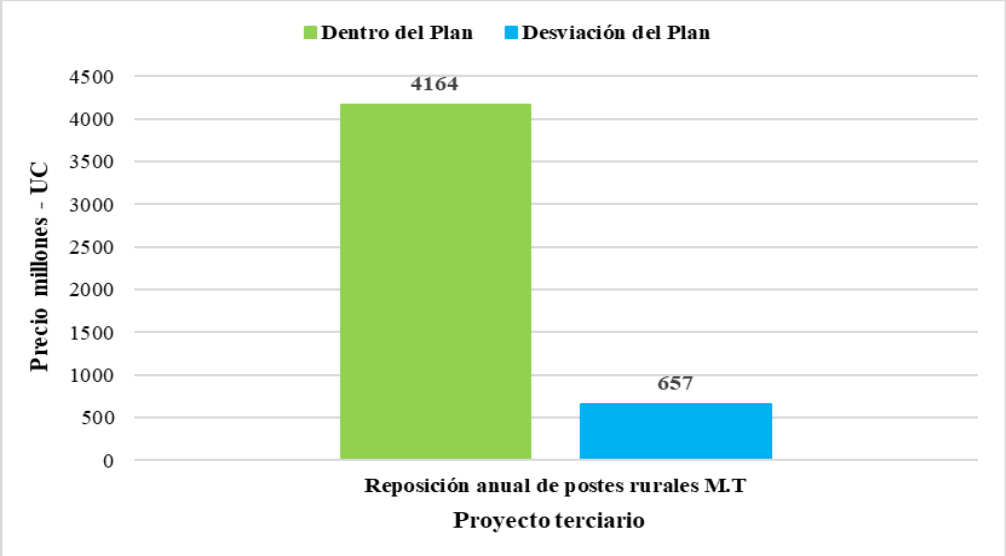


Figura 5.7.4.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de postes rurales MT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecucion de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.7.4.2.

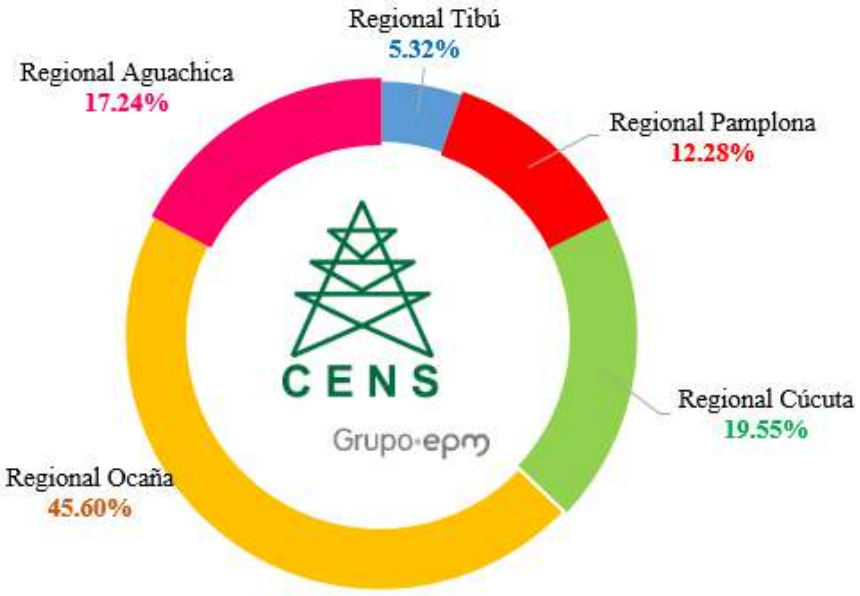


Figura 5.7.4.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.4.1 Desviación proyecto terciario reposición anual de postes rurales de MT

Las causas de la desviación del 8% del valor ejecutado que equivale a COP $ 348 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, se ve involucrado en 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.
- Ajustes técnicos: Por la intervención del proyecto se hace necesario ampliar el alcance por cumplimiento técnico a otros circuitos.
- Mantenimiento correctivo: Colapso o mal estado de UC que obligo a su reposición ubicadas en otro municipio y/o circuito

La desviación del proyecto reposición anual de postes rurales MT se presentó en el área de cobertura del OR como se observa en la siguiente figura.

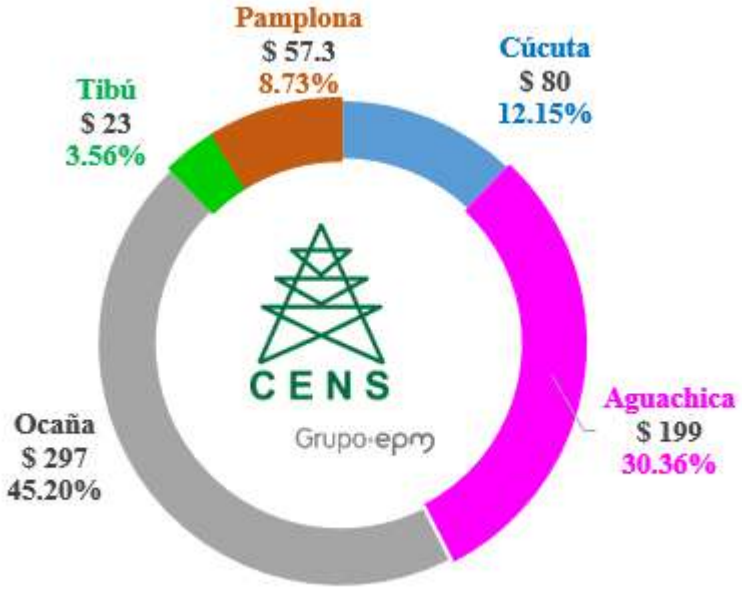


Figura 5.7.4.3 EDesviación del proyecto terciario reposicion anual de postes rurales de MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.5 Proyecto terciario reposición anual equipos de línea.

Para este proyecto terciario se ejecutó el **20%** con una inversión de COP $ 118 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

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

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	0
II	118
III	0
IV	0
TOTAL	**118**

Tabla 5.7.5.1 Ejecución proyecto terciario reposición anual de equipos de línea por nivel de tensión.

En la figura 5.7.5.1 se observa que el proyecto terciario reposición anual de equipos de línea presenta una desviación del 79% y una ejecución dentro el plan del 21%

VIGILADA POR LA SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS SSP

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co

CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas

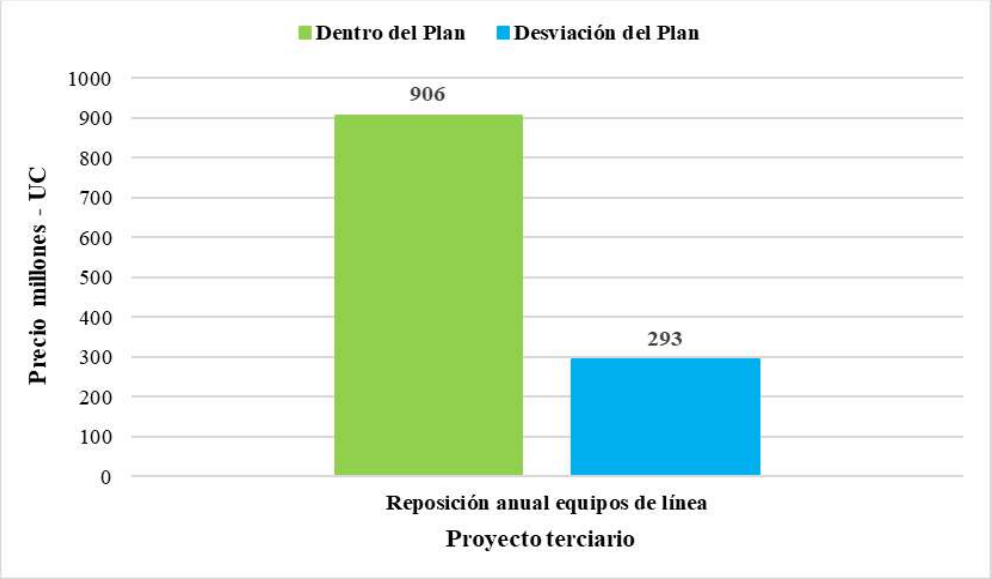


Figura 5.7.5.1 Ejecución proyecto terciario reposicion anual equipos de linea valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecución de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.7.5.2.

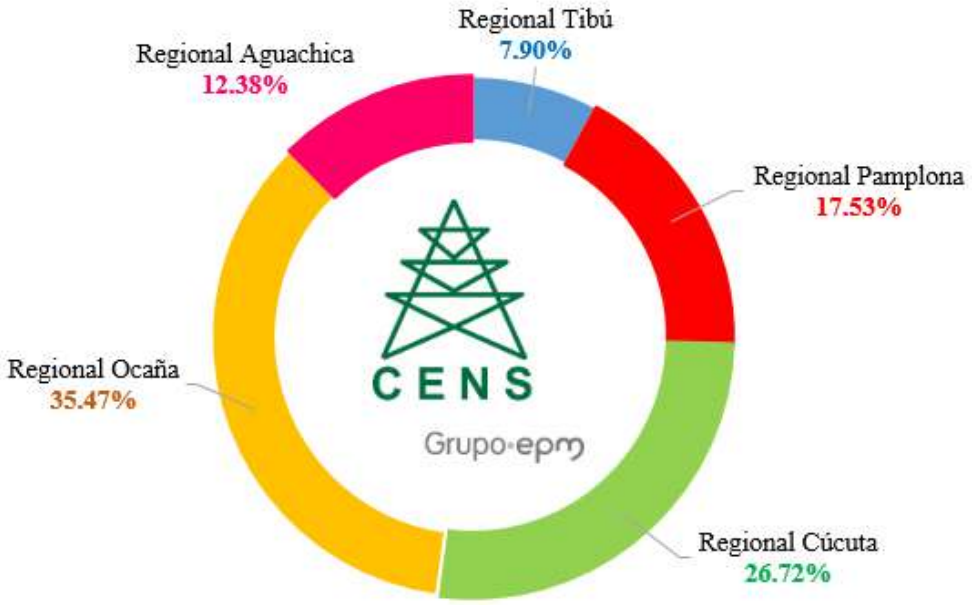


Figura 5.7.5.2 Ejecución proyecto terciario reposición anual de equipos de linea en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.7.5.1 Deviación proyecto terciario reposición anual de equipos de línea.

Las causas de la desviación del 79% del valor ejecutado que equivale a COP $ 94 millones

valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, se ve involucrado en las siguientes causas:

- 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.
- 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 protección del circuito.

La desviación del proyecto reposición anual de equipos de línea se presentó para las categorías de activo 7 y 9 como se observa en la siguiente tabla.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
9	Equipos de línea	94
Total		**94**

Tabla 5.7.5.2 Desviación del proyecto reposición anual de equipos de línea por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

5.7.6 Proyecto terciario reposición red obsoleta MT

Para este proyecto terciario se ejecutó el **60%** con una inversión de COP $ 3,242 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Nota: El valor reportado por la circular 012 del 2020 por el proyecto reposición red obsoleta MT fue de COP $ 3,242 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017. Los COP $ 59 millones no pudieron ser reportados en esta circular debido a causas administrativas.

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

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	0
II	2,592
III	650
IV	0
TOTAL	**3,242**

Tabla 5.7.6.1 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT por nivel de tensión.

En la figura 5.7.6.1 se observa que el proyecto terciario reposición red obsoleta MT presenta una desviación del 42% y una ejecución dentro el plan del 58%

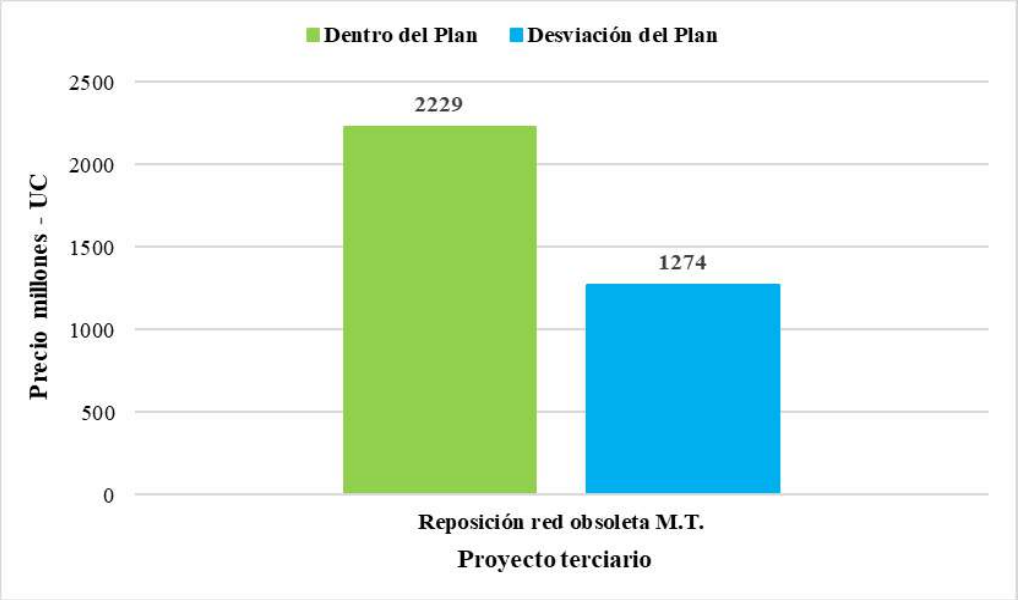


Figura 5.7.6.1 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecución de esta inversión se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.7.6.2.

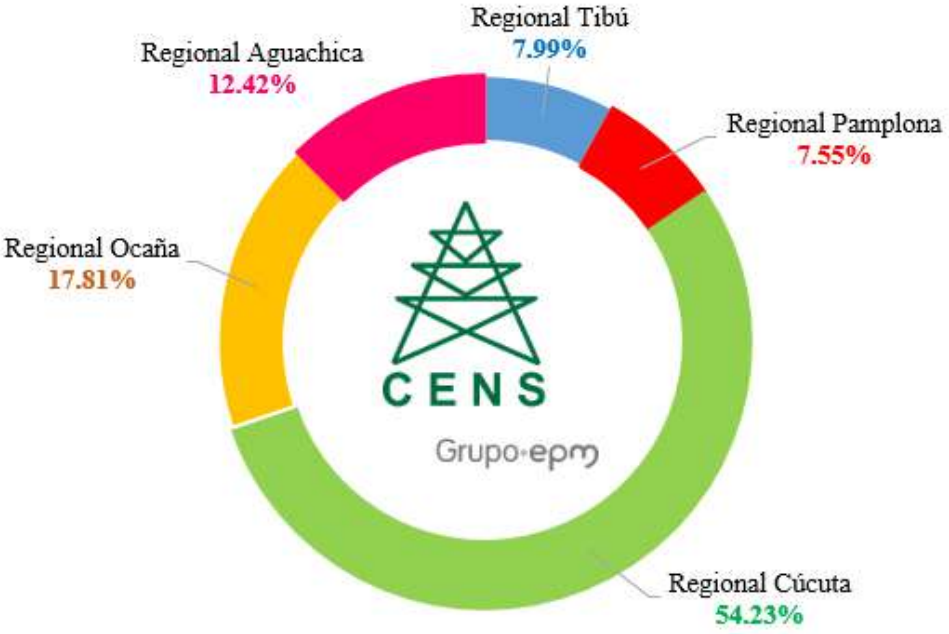


Figura 5.7.6.2 Ejecución proyecto terciario reposición red obsoleta MT en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la siguiente figura se observan algunas imágenes de la ejecución del proyecto terciario

reposición de red obsoleta MT.

Figura 5.7.6.3 Proyecto reposicion red obsoleta MT.

5.7.6.1 Desviación del proyecto terciario reposición red obsoleta MT

Las causas de la desviación del 42% del valor ejecutado que equivale a COP $ 1,147 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 se ve involucrado en 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
- 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

La desviación del proyecto reposición red obsoleta MT por categoría de activo se presenta en la siguiente tabla.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019
7	Líneas aéreas	1182
8	Líneas subterráneas	158
9	Equipos de línea	9
Total		**1,349**

Tabla 5.7.6.2 Desviación del proyecto reposición red obsoleta MT por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

5.8 PROYECTO REPOSICIÓN SUBESTACIONES Y LÍNEAS CENS

Para este proyecto se tiene contemplado el proyecto terciario equipos de subestaciones donde se ejecutó el **103%** con una inversión de COP $ 6,404 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.
En la siguiente tabla mostramos como se ejecutó la inversión de este proyecto por nivel de tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	Ejecución 2019
I	0
II	1,890
III	604
IV	3,909
TOTAL	**6,404**

Tabla 5.8.1 Ejecución proyecto terciario equipos de subestaciones por nivel de tensión

En la figura 5.8.1 se observa que el proyecto terciario equipos de subestaciones presenta una desviación del 17% y una ejecución dentro el plan del 83%.

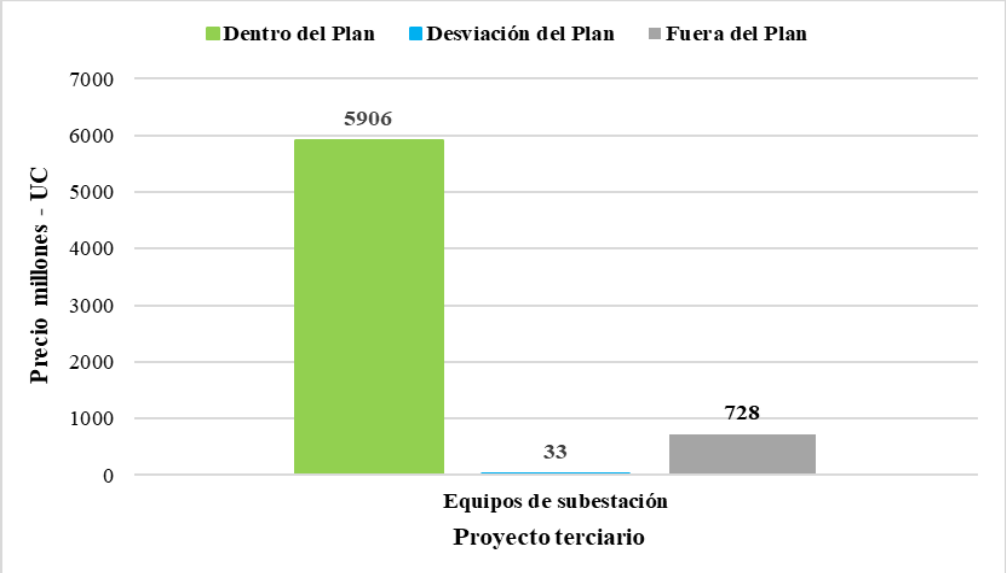


Figura 5.8.1 Ejecución proyecto terciario equipos de subestaciones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecucion de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.8.2.

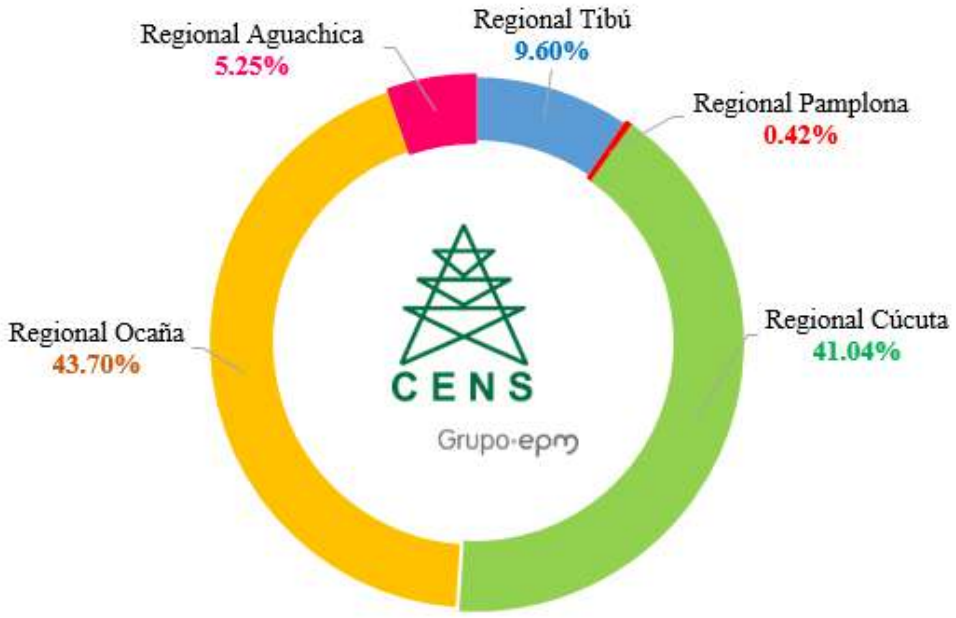


Figura 5.8.2 Ejecucion proyecto terciario equipos de subestaciones en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la siguiente figura se observan algunas imágenes de la ejecución del proyecto terciario equipos de subestaciones.

Figura 5.8.3 Proyecto equipos de subestaciones.

5.8.1 Desviación del proyecto terciario equipos de subestaciones.

Las causas que llevaron a que se ocurriera una desviación plan del proyecto terciario equipos de subestaciones fueron las siguientes:

- Cumplimiento normativo: Se realiza instalación por código de medida cumplimiento resolución CREG 038 del 2014
- Ajustes administrativos: Decisión administrativa por parte de la empresa
- Condición técnica: Se repone por falla del activo o condiciones que obligaron su reposición no planeada.

Nota: La desviación del plan se llevó por la instalación de la unidad constructiva N2EQ38 "Transformador de tensión N2" en la subestación eléctrica de Sevilla para los alimentadores de nivel de tensión II 13.8 kV SEVC1 y SEVC2. Con un costo de COP $ 33.4 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Desviación del plan de inversión 2019 por categoría de activo.

Categoría de activo	Descripción	Inversión 2019 Desviación del PI
1	Transformadores de potencia	528
3	Bahías y celdas	364
4	Equipos de control y comunicaciones	2
5	Equipos de subestación	205
9	Equipos de línea	1
Total		**1,101**

Tabla 3.1.2 Desviación del plan de inversiones 2019 proyecto equipos de subestaciones por categoría del activo (valores en millones de pesos a diciembre de 2017)

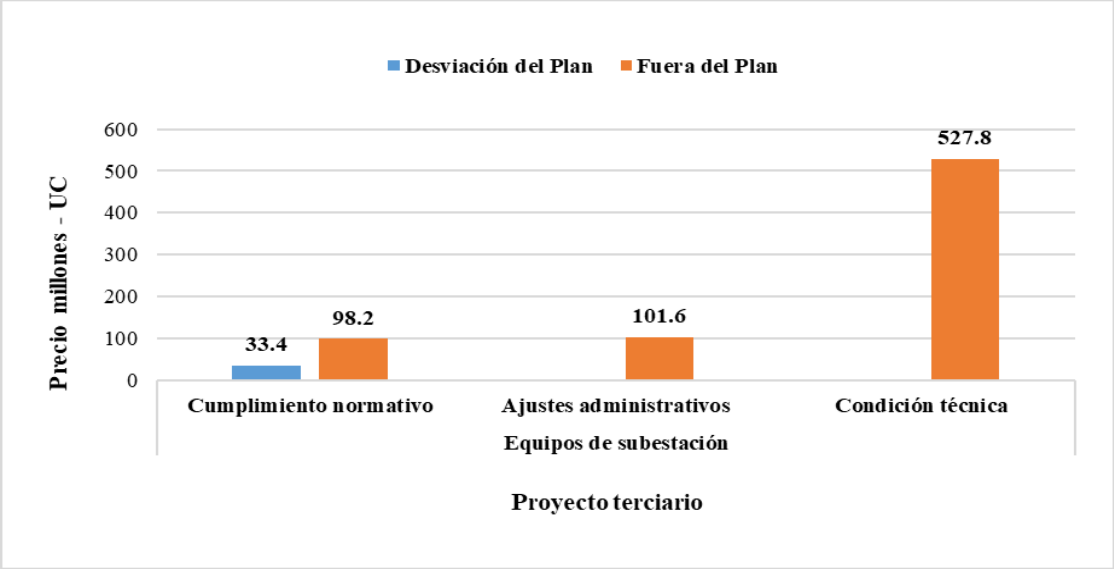


Figura 5.8.1.1 Causas desviación y fuera del plan del proyecto terciario equipos de subestaciones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.9 PROYECTO REPOSICIÓN TRANSFORMADORES DISTRIBUCIÓN CENS

Para este proyecto se tiene contemplado el proyecto terciario reposición anual de transformadores donde se ejecutó el **111%** con una inversión de COP $ 4,047 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

En la figura 5.9.1 se observa que el proyecto terciario reposición anual de transformadores presenta una desviación del 8% y una ejecución dentro el plan del 92%.

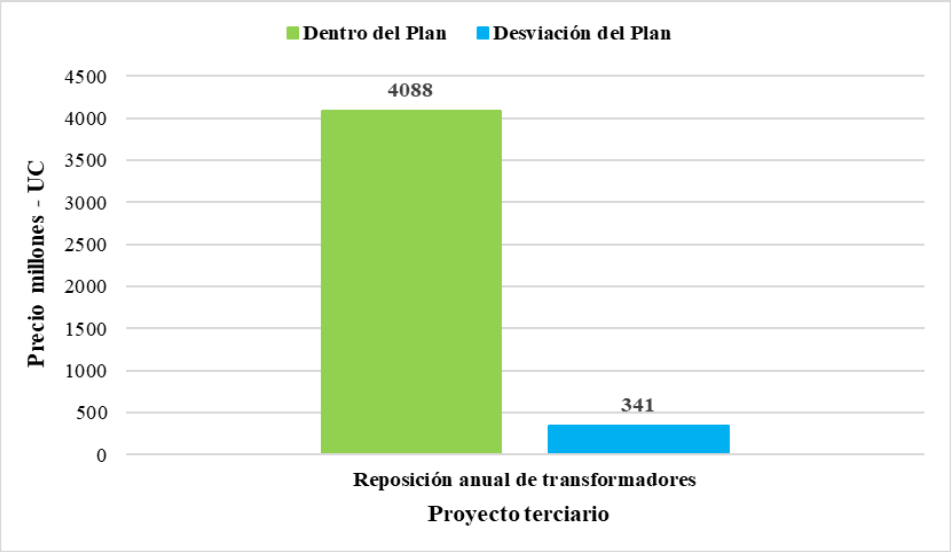


Figura 5.9.1 Ejecución proyecto terciario reposicion anual de transformadores valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

La ejecucion de esta inversion se redistribuyo por cada una de las regionales del area de cobertura del OR CENS como se observa en la figura 5.9.2.

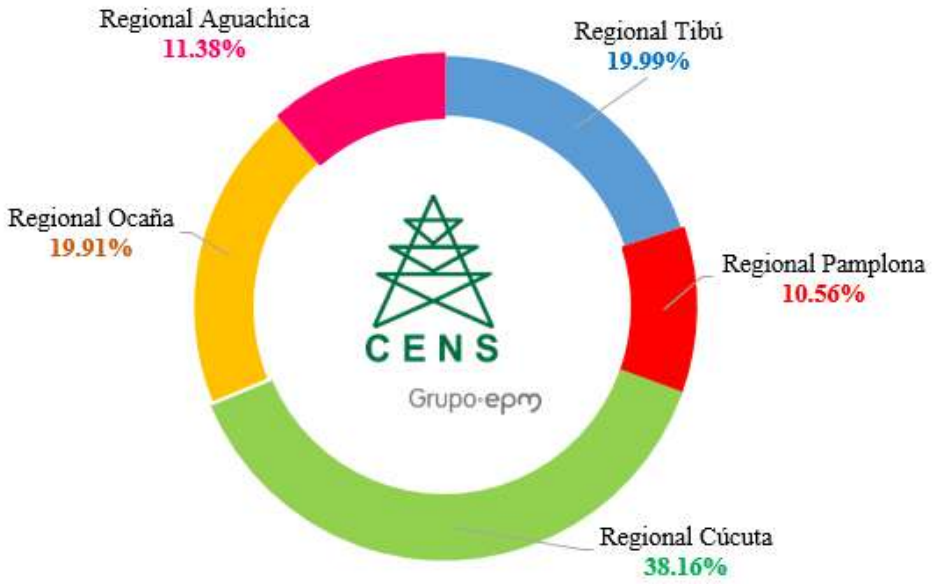


Figura 5.9.2 Ejecucion proyecto terciario reposicion anual de transformadores en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.9.1 Desviación del proyecto terciario reposición de transformadores de distribución.

Las causas de la desviación del 8 % del valor ejecutado que equivale a COP $ 340 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017 se vieron involucradas 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.
- 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.

La desviación del proyecto hace referencia en su totalidad a la categoría del activo número 11 (transformadores de distribución). Esta desviación se presentó en cada una de las regionales donde hace presencia el OR CENS, en la siguiente figura mostramos el valor de la desviación ejecutado en cada regional como el porcentaje que incurrió esta ejecución.

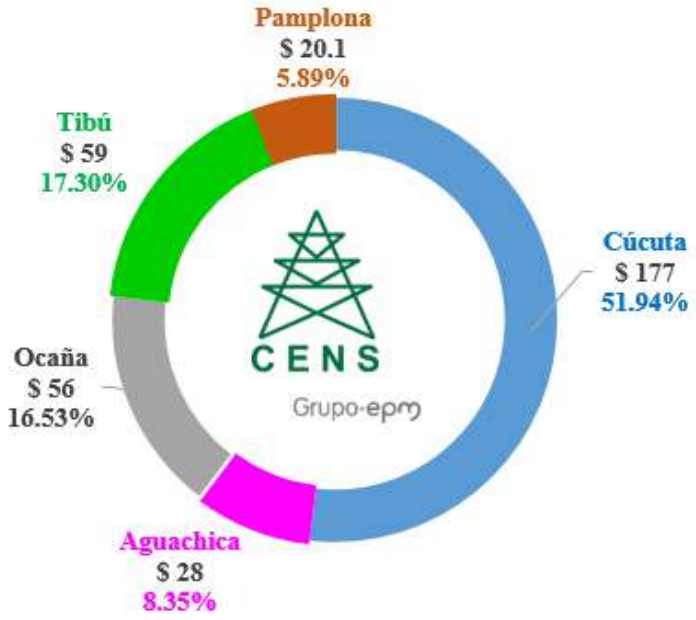


Figura 5.9.3 Desviación del proyecto terciario reposicion anual de transformadores en el area de cobertura del OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

5.10 PROYECTO REPOTENCIACIÓN DE LÍNEAS 115 KV CENS

Para este proyecto se tiene contemplado el proyecto terciario repotenciación línea Ocaña - Convención 115 kV donde se ejecutó el 59% del valor reportado en el plan de inversiones inicial para el proyecto inscrito en el banco de EPM, con una inversión de COP $ 11,461 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017.

Los proyectos inscritos en el plan de inversiones inicial son los descritos en la siguiente tabla.

Regional	Ejecución 2019	PI Inicial
Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 kV	0	7,579
Repotenciación línea Ocaña - Convención 115 kV	11,461	11,874
Total	**11,461**	**19,453**

Tabla 5.10.1 Proyectos terciarios inscritos en el plan de inversiones inicial al proyecto repotenciación de líneas de 115 kV.

El 7 de octubre del 2019 entro en operación el proyecto repotenciación línea Ocaña – convención 115 kV. El alcance del proyecto consistió en la repotenciación de la línea 115 kV ubicada entre las subestaciones eléctricas de Ocaña y Convención, 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 trasmisión y distribución del OR, garantizando la continuidad y calidad en la prestación del servicio de energía.

Para la puesta en operación del proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV se incurrieron en costos socio - ambientales y de servidumbres ver Anexo 2 (costos socio – ambientales y de servidumbres) ver tabla 5.10.2, de acuerdo a lo establecido en el capítulo 14 de la resolución CREG 015 del 2018, Los costos socio-ambientales y de servidumbres relacionados estrictamente con los proyectos de activos de uso serán reportados y reconocidos según su ejecución, en la anualidad del año siguiente al de entrada en operación, razón por la cual nos permitimos relacionar los costos asociados al proyecto subestación Gamarra.

Concepto	Valor
Gestión Ambiental	$1,455,763,670
Gestión Social	$1,102,845,555
Gestión de Servidumbres	$1,352,818,098
Total	**$3,911,427,323**

Tabla 5.10.2 costos socio-ambientales y de servidumbre del proyecto repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV

La inversión del proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV se ejecutó el **97%** de lo que se tenía contemplado, ejecución realizada en la regional de Ocaña.

En la figura 5.10.1 se observa que el proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV presenta una desviación del 0% y una ejecución dentro el plan del 100%.

Figura 5.10.1 Ejecución proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

5.10.1 Desviaciones proyecto repotenciación de líneas 115 kV CENS

Para los proyectos terciarios inscritos en el proyecto repotenciación de líneas 115 kV se vieron inmersas algunas desviaciones como son:

- Proyecto terciario repotenciación línea Belén – Ínsula 115 kV.

  Para este proyecto se tenía contemplado la repotenciación de 21.4 km contemplados en la unidad constructiva N4L38 (km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2) para valoración de activos BRA inicial, con una inversión de COP $ 7,579 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2007.

  La fecha de puesta en operación del proyecto se tenía contemplada para el 27 de septiembre del 2019. Con ocasión de los riesgos de tipo técnico, social, ambiental y predial el proyecto ha sido objeto de varios acontecimientos que han alterado su cronograma los cueles fueron: gestión socio – ambiental debido al asentamiento de nuevas unidades familiares ubicadas en el trazado de la servidumbre fue necesario que el proyecto entrara en una etapa de reevaluación donde fue necesario reubicar tres variantes con una longitud de 2.47 km, lo cual minimizo el impacto de trasladar 38 unidades familiares a solo tener que reubicar 6. La segunda causa es la gestión predial para la imposición de servidumbres a la demanda presentada el 27 de agosto de 2019, la empresa CENS acciono en contra de la corporación minuto de Dios y demás personas, a objeto que se interpusiera a su favor “servidumbre publica de conducción de energía eléctrica” sobre el inmueble de posesión o tenencia de los demandados. El 9 de septiembre siguiente el juzgado tercero civil dejo sin efecto el auto admisorio que inicialmente había emitido el 3 de septiembre bajo la consideración de que en aquella oportunidad se pasaron por alto algunas irregularidades, es por esto que el tribunal superior de Cúcuta el 14 de febrero de 2020 dicto como sentencia revocar el auto de origen.

  Lo anterior tiene directa relación con los motivos que dieron a la solicitud de modificación de la fecha de puesta de operación realizada al ministerio el 21 de agosto de 2019 bajo los radicados del MME 2019057157 y 2019056934 que describen los fundamentos facticos que alteraron la adecuada ejecución del proyecto, y que a la fecha se encuentra a espera del pronunciamiento por parte del ministerio. En consideración de la misma deja claro que, en su condición de accionante CENS se vio obstaculizado su acceso a la administración de justicia al imponérsele un formalismo extremo por quien administra justicia, trayendo como consecuencia las demoras expuestas en la solicitud de modificación de la fecha en puesta de operación del proyecto, la cual se llevó acabo el jueves 30 enero del 2020.

- Proyecto terciario repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV.

Para el proyecto terciario no se vio inmerso en una desviación del plan o fuera del plan donde se tenía contemplado la repotenciación de 33.7 km contemplados en la unidad constructiva N4L38 (km línea rural - circuito sencillo - torre metálica - conductor D-N4-2) para valoración de activos BRA inicial, con una inversión de COP $ 11,874 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2007.

De los cuales se ejecutó COP $ 11,459 millones valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017, que equivale a una ejecución del **96.5 %** equivalente a la repotenciación de 32.18 km asociados a la unidad constructiva N4L38. Siendo puesta en servicio el 07 de octubre del 2019.

En la siguiente figura se observan algunas imágenes de la ejecución de este proyecto.

Figura 5.10.2 Proyecto repotenciación línea Ocaña – Convención 115 kV.

6. SISTEMA DE GESTION DE ACTIVOS

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., como empresa prestadora del servicio de energía eléctrica, la cual, para llevar a cabo su alcance de negocio, cuenta con una masa de activos físicos productivos de uso para la transmisión y distribución y comercialización de energía eléctrica, los cuales son objeto de acciones de operación, mantenimiento, desincorporación y disposición final.

Para el desarrollo de cada una de las actividades requeridas para gestionar los activos físicos productivos, la organización cuenta con un modelo de gestión por procesos

transversal y centrado en actividades, que permite orientar la gestión de los activos, de acuerdo al ciclo de vida, designando responsables según la dependencia encargada de las actividades específicas de gestionar el activo y asegurando la obtención de valor y la satisfacción de las necesidades de los grupos de interés Anexo 3 (Avance de la Hoja de ruta para la implementación de gestión de activos y cierre de brechas en CENS).

6.1 POLÍTICA PARA LA GESTIÓN DE ACTIVOS FÍSICOS PRODUCTIVOS

CENS cuenta con una política de gestión de activos, aprobada por junta directiva N° 770 del 02 de Julio de 2015, la cual declara lo siguiente:

"CENS gestiona los activos físicos productivos durante todo su ciclo de vida, con criterios de optimización del desempeño y el costo, administrando el riesgo, considerando la naturaleza, escala, contexto y operaciones de los negocios que desarrolla, y teniendo en cuenta la seguridad de las personas, los sistemas y el cuidado del medio ambiente, cumpliendo la normativa vigente y el compromiso de la mejora continua, para contribuir a la sostenibilidad y al desarrollo de la estrategia del grupo EPM."

6.2 PLAN ESTRATÉGICO DE GESTIÓN DE ACTIVOS

CENS, cuenta con un Plan Estratégico de gestión de Activos (PEGA), el cual contiene el alcance del sistema de gestión de activos, estrategias, barreras y los objetivos de gestión de activos, con su respectiva alineación con los objetivos estratégicos. Además, el PEGA contiene los indicadores de cada objetivo de gestión de activos.

6.2.1 Alcance del sistema de gestión de activos

Cubre la administración de activos físicos productivos en CENS, para la prestación de los servicios públicos domiciliarios de Energía (Transmisión y Distribución). Incluye también los procesos que impactan el ciclo de vida de los activos: Planeación, Diseño, Compras, Almacenamiento, Construcción, Operación, Mantenimiento y Disposición final, ya sean estos realizados con recursos propios o tercerizados.

6.2.2 Objetivos de gestión de Activos

1. Crecer en mercados y negocios:

- Ingresos por los activos Distribución.
- Aumento de cobertura de Distribución.
- Crecimiento en usuarios de Distribución.
- Demanda del operador de red Distribución.

2. Fortalecer las relaciones con los grupos de interés externos

Optimizar la gestión de los Activos:

- Aumentar el nivel de madurez.
- Mejorar la seguridad del personal interno y externo.

3. Optimizar procesos:

- Costo unitario del O&M.
- Disponibilidad de los activos STR y STN.
- Mejorar los indicadores de calidad del servicio.

4. Optimizar sistemas de información

5. Fortalecer la gestión de proyectos:

- Calidad de la ejecución de proyectos T&D.
- Costo unitario de infraestructura T&D.
- Desarrollar capacidades organizacionales
- Fortalecer desarrollo integral.

6.3 IMPLEMENTACIÓN DE GESTIÓN DE ACTIVOS EN LA ORGANIZACIÓN

Se encuentra en etapa de implementación del sistema de gestión de activos mediante el proyecto Gestión de activos. A continuación, se presenta la hoja de ruta de la organización con los requisitos que solicita la norma ISO 55001.

6.3.1 Desarrollo de la hoja de ruta.

La implementación de gestión de activos y sus elementos de integración con los procesos del ciclo de vida de los activos en CENS, está establecido mediante el proyecto de implementación, el cual ha definido una línea base y unos lotes de trabajo y lotes de control que contienen las actividades formuladas para el cierre de Brechas y dar cumplimiento a los requisitos de la norma ISO 55001. Con la EDT establecida, la cual contiene los siguientes lotes de trabajo y lotes de control que a la fecha el resultado de avance de la línea base de ejecución en 2019 se aprecia en el índice de cumplimiento de alcance (ICA) en un 95% según el avance ejecutado vs programado por cada lote de trabajo según se aprecia:

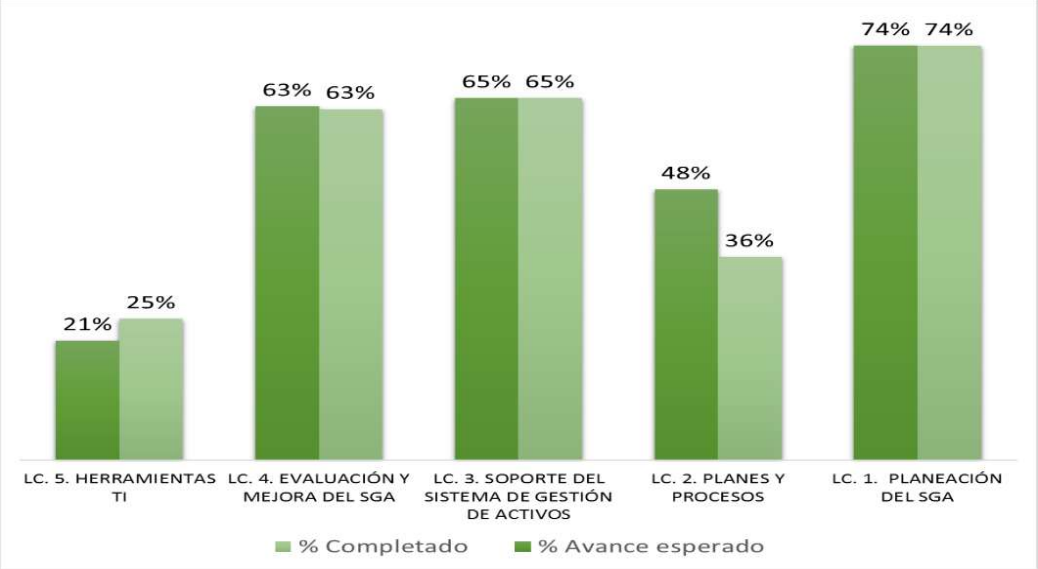


Figura 6.3.1.1 Avance hoja de ruta por lotes de control en 2019

En cuanto al estado de cierre de brechas de incorporación de prácticas y metodologías de gestión de activos que se encuentran en la hoja de ruta, en la figura 6.3.1.2 se presenta el s balance de las prácticas de gestión de activos en el OR CENS.

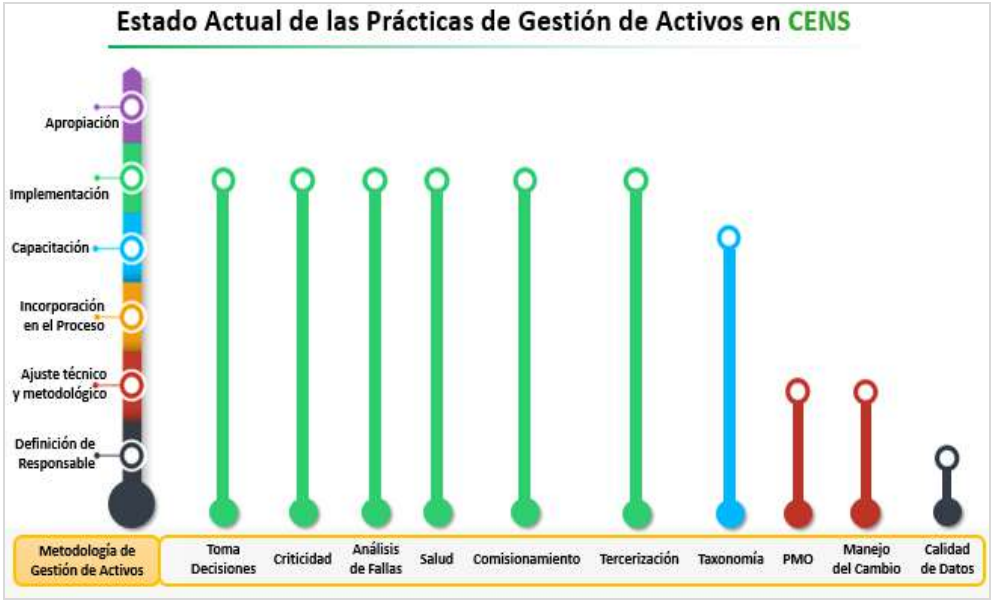


Figura 6.3.1.2 Estado de metodologías Hoja de ruta 2019

6.3.2 Grado de madurez

Según fue establecido en la hoja de ruta de implementación de gestión de activos en CENS, se dimensionó la realización de diagnósticos a través la metodología SAM propuesta por el IAM a los procesos que intervienen en el ciclo de vida de los activos físicos productivos,

para identificar el grado de cumplimiento de requisitos de la norma ISO 55001 exigida para la certificación de un sistema de gestión de activos. De acuerdo a esto, el resultado de los diagnósticos atiende el requerimiento de medición del indicador del cuadro de mando integral de CENS "Grado de madurez en gestión de activos GMGA" el resultado para el 2019 fue de **2.31** ver Anexo 3.

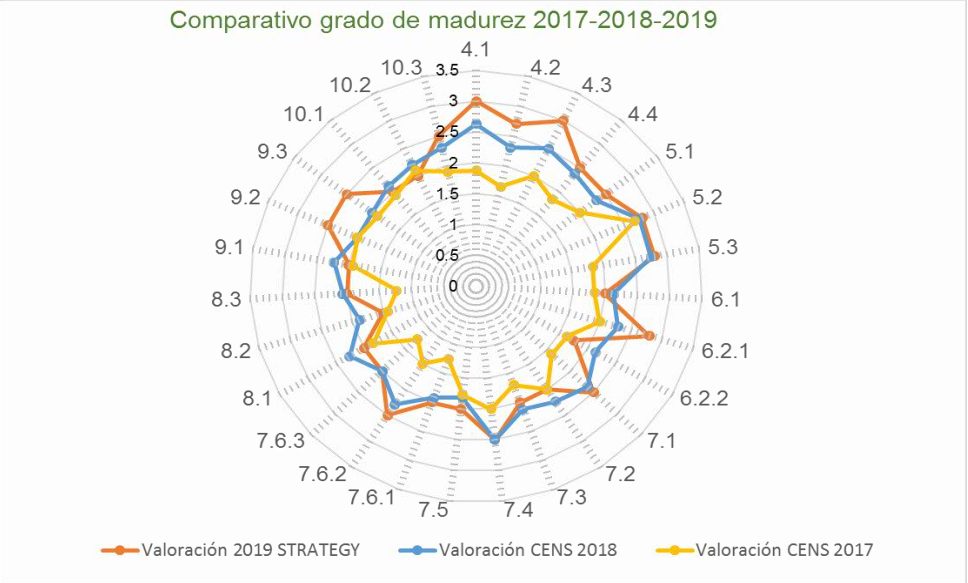


Figura 6.3.2.1 Grafico radar comparativo del grado de madurez de gestión de activos

6.3.3 Metodologías proyectadas para la Gestión de Activos

El proyecto gestión de activos en etapa de implementación, tiene proyectada la incorporación de guías metodológicas que permitan la aplicación de criterios de costo, riesgo y desempeño declarados en la política de gestión de activos y en sus lineamientos, a fin que la gestión de los activos físicos productivos apunte a la eficiencia operacional y al cumplimiento de la estrategia empresarial, estas metodologías son:

- Manual para el comisionamiento de proyectos de infraestructura y mejora operacional
- Guía Metodológica para Salud de activos

- Guía metodológica para el Análisis de falla
- Guía Metodológica Para el Manejo del Cambio
- Manual de tercerización del sistema de gestión de activos
- Guía metodológica para el análisis de criticidad de activos
- Gestión de la información asociada a los activos.
- Manual de taxonomía

6.4 INVERSIONES GESTION DE ACTIVOS

6.4.1 Recursos reconocidos para el proyecto gestión de activos.

Para la anualidad 2019, de los valores reportados fue reconocido mediante la resolución CREG 159/2019, en el cual emite "*Incluir dentro del plan de inversiones aprobado por la CREG los rubros reportados por la Empresa para la implementación y certificación del sistema de gestión* de activos, destinados en cumplimiento del numeral 6.3.3.4 de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 37 de la Resolución CREG 036 de 2019." Con base en lo anterior, los valores asociados con las inversiones a realizar se incluyen como UC especiales del OR. **Se excluyen aquellos gastos asociados con su implementación, los cuales se entiende que hacen parte del AOM**. Según lo anterior, el reconocimiento por UC es el siguiente.

Plan de inversiones inicial aprobado para el OR CENS en el periodo 2019 – 2023.

RECURSOS NECESARIOS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SGA 2019-2023						
Concepto	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**Total 2019 -2023**
Software GA EAM-MDE-FSE.	$0	$3,809	$0	$253	$0	**$4,062**

Tabla 6.4.1 Presupuesto aprobado plan de inversiones 2019 – 2023 OR CENS valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

El valor reconocido, se formaliza mediante la definición de la Unidad constructiva especial, con un F.U. de 0.96 para el año 2020 y de 0.04 para el año 2022.

UC	Descripción UC	Valor UC
N0P36	Activos SGA CENS - Software para Gestión de Activos - EAM. Costo plataforma: (licencias + infraestructura + integraciones + Consultoría de Implantación)	**$4,062**

Tabla 6.4.2 Valor de UC especial para el OR CENS en el proyecto gestión de activos periodo 2019 – 2023 valorado en Unidades Constructivas – UC a diciembre del 2017

6.4.2 Recurso horizonte a cinco años para el proyecto gestión de activos

Para la estipulación de las inversiones que se tienen contempladas realizar por parte del OR CENS en el proyecto implementación del sistema de gestión de activos, se realizaron modificaciones de acuerdo a lo contemplado en el plan de inversiones inicial 2019 – 2023. Es por esto que en la siguiente tabla se muestran las modificaciones realizadas por parte del OR en el periodo 2020 – 2024 entregadas a la comisión de regulación de energía y gas en diciembre del 2019.

Concepto	2020	2021	2022	2023	2024	Total 2020 - 2024
Auditorías internas	$ 107	$ 110	$ 113	$ 117	$ 120	**$ 567**
Auditoría de Certificación	$ 0	$ 0	$ 159	$ 0	$ 164	**$ 323**
Software para Gestión de Activos - EAM. Costo plataforma: (licencias + infraestructura	$ 1,731	$ 1,905	$ 232	$ 239	$ 247	**$ 4,354**

+ integraciones + Consultoría de Implantación)						
software para gestión de activos MDE	$ 1,002	$ 421	$ 434	$ 448	$ 462	**$ 2,767**
Software para gestión de activos FSE	$ 2,001	$ 757	$ 781	$ 805	$ 830	**$ 5,174**
Honorarios Equipo funcional del proyecto implementador de Hoja de ruta	$ 367	$ 378	$ 389	$ 166	$ 171	**$ 1,471**
Capacitación/malla curricular	$ 36	$ 37	$ 38	$ 39	$ 41	**$ 191**
Total:	**$ 5,243**	**$ 3,608**	**$ 2,146**	**$ 1,815**	**$ 2,034**	**$ 14,846**

Tabla 6.4.3 Modificación proyecto gestión de activos periodo 2020 – 2024 valorado en Millones de pesos colombianos ($MCOP).

6.5 ACCESO A LA INFORMACION DE LOS ACTIVOS DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN DEL OR CENS

Con el fin de asegurar el acceso de los organismos de control a la información de los activos del sistema de distribución, de acuerdo con lo requerido en el párrafo 2 del literal h) de la circular CREG 024 de 2020, CENS tiene establecido un sistema de información geográfico GIS para la gestión y análisis del sistema de distribución eléctrica llamado SPARD DISTRIBUTION, desarrollado por la compañía Energy Computer Systems S.A.S. Mediante dicho GIS se tendrá como referencia para la consulta de la información de la infraestructura de distribución de energía de CENS y será la base para emisión de los reportes de infraestructura según el formato solicitados por los entes de control.

Además, CENS cuenta con el Sistema de información JD Edwards desarrollado por Oracle, el cual ejerce la aplicación de Planeador de recursos empresariales ERP y cuenta con la información contable de los activos. Asimismo, cuenta con acceso a atributos técnicos complementarios de activos centralizados del sistema de distribución de CENS. Anexo 3.

7. UNIDAD CONSTRUCTIVA ESPECIAL

De acuerdo a lo establecido en el capítulo 14 de la resolución CREG 015/2018 en la cual se define: “Cuando existan activos con características técnicas distintas a las de las UC establecidas en el capítulo 14, los OR podrán solicitar a la Comisión la creación de UC especiales”, nos permitimos realizar la solicitud de la siguiente UC especial:

7.1 CAJA HERMÉTICA METÁLICA PARA 12 MEDIDORES

7.1.1 Condiciones técnicas

La caja hermética metálica para 12 medidores bicuerpo, es utilizada en los proyectos expansión y reposición de redes tipo "Montaje Integral" desde el equipo de trabajo de Control Perdidas. Con esta caja se reduce la vulnerabilidad en el equipo de medida y evita

conexiones directas de la red, que es muy frecuente en los asentamientos humanos subnormales y circuitos de altas perdidas, ya que concentra todos los equipos de medida de los usuarios en la estructura del transformador a una altura que dificulta el acceso para manipular. En el anexo 4 se describe la especificación técnica del equipo como son: objetivo, alcance, normas, características generales, características eléctricas, características de la bornera, características del sistema de seguridad, características mecánicas y físicas, rotulado, empaque, documentos solicitados, ensayos, criterios de aceptación y rechazo.

Vista frontal sin tapa **Vista inferior**

Figura 7.1 Caja hermetica metalica para 12 medidores

7.1.2 Costo detallado de cada equipo

Para la compra de las cajas se realizó contrato cuyo objeto es: "el suministro de cajas para alojar medidor y de derivación". La contratación se hizo mediante solicitud pública de ofertas No. PC -2018-000045, publicada en la web el 23 de abril de 2018 mediante acta de apertura No. 055 de 2018 con plazo de presentación de oferta hasta el 08 de mayo de 2018 a las 10:00 am.

Se recibieron cinco ofertas, las cuales cumplieron con los requisitos de carácter jurídicos exigidos para participar, una vez analizadas y evaluadas cada una de las ofertas se determinó que la mejor propuesta por cumplimiento técnico y precios, es la presentada por la empresa Interelectricos Group S.A.S. en el anexo 4 se relacionan los siguientes documentos.

1. Especificaciones técnicas
2. Autorización de inicio de proceso de contratación
3. Evaluación económica
4. Evaluación jurídica
5. Evaluación técnica
6. Acta de apertura de ofertas
7. Condiciones particulares del proceso
8. Aceptación de oferta contrato CW28487
9. Aceptación de oferta renovación del contrato CW28487

10. Cuadro comparativo de precios
11. Adenda 1
12. Adenda 2

7.1.3 Costos de instalación asociados

El proceso de contratación se realizó a través de solicitud publica de ofertas. En el anexo 4 se adjuntan los siguientes documentos mediante los cuales se soporta el proceso de contratación:

1. Pliego de condiciones
2. Anexo técnico
3. Acuerdo Niveles de servicio
4. Informe Análisis LA-FT
5. Informe Análisis y Conclusiones
6. Informe Evaluación Financiera
7. Informe Jurídico Análisis y Conclusiones
8. Informe Jurídico Recomendación y Aceptación
9. Informe Técnico de Ofertas
10. Informe de Recomendación Aceptación y Terminación
11. Aceptación Renovación CW45070 CAM
12. Aceptación Renovación CW45074 SAGO

En la tabla 7.1.3 se relaciona el precio adjudicado para la actividad Montaje de gabinete para SIM – sistema de montaje integral (incluye instalación de herrajes, conexión de equipos de medida), incluida dentro de las actividades a desarrollar dentro del contrato.

Área de cobertura del OR CENS		**Aguachica-Ocaña (ZONA 2)**		**Cúcuta, Pamplona y Tibú (ZONA 1)**	
Contratistas		**SAGO**		**CAM**	
Descripción	**Unidad**	**URBANO**	**RURAL**	**URBANO**	**RURAL**
Montaje de gabinete para SIM (incluye instalación de herrajes, conexión de equipos de medida)	UN	$579,411.22	$753,234.59	$462,865.60	$601,725.28

Tabla 7.1.3 Precio adjudicado para la actividad Montaje de gabinete para SIM.

En la vigencia 2019 se instalaron 758 cajas herméticas metálicas para 12 medidores bicuerpo por valor de $282.672.600.

En el anexo 4, se dan a conocer las facturas y actas correspondientes a cada uno de los

pagos efectuados durante la vigencia 2019

Centrales Eléctricas de Norte de Santander S.A ESP – NIT 890500514-9
Av. Aeropuerto # 5N – 220, Cúcuta, Colombia
PBX (577) 5824444 - www.cens.com.co