Plan de Inversión 2025-2029 de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

INF_005-2024 Documento Plan de Inversión Rev01

Contrato No.: 190 de 2024

CQM SAS_P_010-2024 ENERCA PI 2025-2029

CQM Consultoría SAS | Bogotá, Agosto 2024

Plan de Inversión 2025-2029 de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

INF_005-2024 Documento Plan de Inversión Rev01

Presentado a:

Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.

Consultor:

CQM CONSULTORÍA SAS

Bogotá D.C., agosto de 2024

Índice de versiones

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		12/08/2024	Versión Inicial
01	Varias	29/08/2024	Atención de comentarios ENERCA

Revisión y aprobación

Numero de versión		**01**	
Responsable	**Nombre**	**Rol**	**Firma**
Elaboración	July Gómez Magda Triviño	CQM CONSULTORIA SAS Equipo Consultor	
Revisión	Camilo Quintero M.	CQM CONSULTORIA SAS Gerente General	
Aprobación	Fernando Parra Cely	ENERCA SA ESP Gerente Distribución	

Tabla de Contenido

Presentación **13**

Resumen Ejecutivo **14**

Diagnóstico del sistema **22**

Capítulo 1 Proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda **23**

1.1 Características y condiciones del mercado de comercialización 23

1.2 Supuestos empleados para los análisis de evolución del mercado 26

1.3 Descripción de la metodología empleada para la determinación de inversiones 27

1.3.1 Metodología 27

1.3.2 Requerimientos de información 28

1.3.3 Criterios de priorización de los proyectos 28

1.4 Criterios técnicos y consideraciones ambientales empleados 30

1.5 Riesgos y factores externos identificados 30

1.6 Información subestaciones 31

1.7 Descripción de los beneficios y costos empleados en la evaluación económica y financiera de los proyectos 33

1.8 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión incluidos en el Plan 35

1.9 Lista y descripción de los proyectos de inversión identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año 36

1.9.1 Proyectos de Inversión Tipo I 37

1.9.2 Proyectos de Inversión Tipo II 37

1.10 Proyectos del plan asociados a los escenarios de crecimiento de la demanda 38

1.11 Costos estimados de AOM adicionales asociados con cada proyecto 39

1.12 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II 40

1.13 Identificación, descripción y valoraciones asociadas al cumplimiento de los Planes de Ordenamiento Territorial 41

1.14 Activos N4 con concepto UPME 41

Capítulo 2 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (Tipo III) **42**

2.1 Metodología empleada para la determinación de las inversiones 42
2.2 Perfil de antigüedad por categoría de activos 43
2.3 Análisis de riesgo 43
2.3.1 Categoría 1 – Transformadores de potencia 45
2.3.2 Categoría 3 – Bahías y celdas 49
2.3.3 Categoría 4 – Equipos de control y comunicaciones 55
2.3.4 Categoría 5 – Equipos de subestaciones 56
2.3.5 Categoría 6 – Otros equipos de subestaciones 56
2.3.6 Categoría 7 y 8 – Líneas aéreas y subterráneas 57
2.3.7 Categoría 9 – Equipos de Línea 59
2.3.8 Categoría 10 – Centro de control 59
2.4 Clasificación de los activos de las subestaciones que requieren ser reemplazados en periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años 60
2.5 Clasificación de los activos en las líneas que requieren ser reemplazados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años 60
2.6 Plan de reposición de elementos de control y comunicaciones del sistema 60
2.7 Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica y financiera de cada uno de los proyectos 61
2.8 Lista y descripción de los proyectos de inversión tipo III identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año 63
2.8.1 Proyectos Reposición transformadores NT1 65
2.8.2 Proyectos Reposición de postes 65
2.9 Beneficios totales en reducción de costos de AOM por la reposición de activos en el sistema del OR66
Capítulo 3 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (tipo IV) 67
3.1 Descripción de la metodología empleada para la determinación de las inversiones 67
3.2 Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica de cada uno de los proyectos 67
3.2.1 Costos 68
3.2.2 Beneficios 68
3.3 Listado y descripción de los proyectos de inversión tipo IV identificados, valorados y priorizados que serán identificados en cada año 72

3.3.1 Proyectos de reducción de pérdidas 80
3.3.2 Proyectos de instalación de protecciones en transformadores de distribución 80
3.3.3 Proyectos de instalación de equipamiento de protección en las subestaciones SDL 80
3.3.4 Proyectos de modernización de redes de N2 81
3.3.5 Proyecto de actualización del Centro de Control 81
3.3.6 Proyectos nuevas subestaciones 34,5 kV 82
Capítulo 4 Unidades constructivas especiales 83
4.1 Sistema de control de celdas de subestación 83
4.2 Modem GPRS 84
4.3 Postes de fibra de vidrio 85
4.4 Sistema de detección de incendios 88
4.5 Compensación capacitiva 50 MVAR 90
4.5.1 Contexto: Instalación de una Bahía de Compensación en la Subestación Aguaclara 90
4.5.2 Valoración Económica: Capacitor Aguaclara 50 MVAR 92
Capítulo 5 Proyectos pendientes definición Recurso de Reposición 94
Capítulo 6 Proyectos con recursos públicos 95
Capítulo 7 Resumen de los resultados 100
7.1 Metas establecidas 100
7.1.1 Expansión del sistema 100
7.1.2 Reposición de activos 101
7.1.3 Calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica 101
7.1.4 Metas calidad media 102
7.1.5 Ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC 103
7.2 Valoraciones de las inversiones planeadas para cada año 103
7.3 Costo Total por tipo de inversión 109
7.4 Cronograma de inversiones y ubicación 110
ANEXOS 115

Lista de figuras

Figura 1.1 Municipios atendidos por ENERCA..... 24

Figura 1.2 Zonas de operación del Sistema de ENERCA..... 24

Figura 1.3 Sistema de transmisión regional ENERCA, 2023 25

Figura 2.1 Clasificación de los transformadores de potencia por impacto de falla..... 46

Figura 2.2 Clasificación de los transformadores de potencia en Probabilidad de falla 47

Figura 2.3 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en bahías y celdas..... 50

Figura 2.4 Valoración del impacto para las líneas de nivel de tensión 2 y 3 58

Figura 2.5 Evaluación de la probabilidad del riesgo de falla categoría 7 y 8 58

Figura 4.1 Estado estructuras zona norte de Casanare 86

Figura 4.2 Comparación del tipo de estructura hecho por la Empresa O-TEK 86

Figura 6.1 Inversiones propuestas para el periodo 2025-2029 (Millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos 95

Figura 6.2 Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos 98

Figura 6.3 Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (% participación), Recursos Públicos..... 98

Figura 6.4 Inversiones 2025-2029 por tipo de inversión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos 99

Figura 7.1 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año (Millones de pesos dic 2017)..... 100

Figura 7.2 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por categoría de activo (Millones de pesos dic 2017)..... 100

Figura 7.3 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por año (Millones de pesos dic 2017) 101

Figura 7.4 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017) 101

Figura 7.5 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo IV, por año (Millones de pesos dic 2017) 102

Figura 7.6 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo IV, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017) 102

Figura 7.7 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017)..... 103

Figura 7.8 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (% de participación) 104

Figura 7.9 Revisión límite regulatorio de las inversiones (N1, 2 y 3) 105

Figura 7.10 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)..... 109

Figura 7.11 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (% de participación). 109

Lista de tablas

Tabla 1.1 Información de las subestaciones de ENERCA 31

Tabla 1.2 Relación beneficio/costo proyectos Tipo I 34

Tabla 1.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo II 35

Tabla 1.4 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año..... 35

Tabla 1.5 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por categoría de activos..... 35

Tabla 1.6 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por nivel de tensión 36

Tabla 1.7 Lista de proyectos de inversión Tipo I, valorados y priorizados por año 36

Tabla 1.8 Lista de proyectos de inversión Tipo II, valorados y priorizados por año 36

Tabla 1.9 Resumen proyectos de inversión Tipo I 37

Tabla 1.10 Resumen proyectos de inversión Tipo II 37

Tabla 1.11 Proyectos de inversión asociados a los crecimientos de demanda 38

Tabla 1.12 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II 40

Tabla 2.1 Identificación del riesgo 44

Tabla 2.2 Probabilidad de ocurrencia del riesgo..... 44

Tabla 2.3 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo 44

Tabla 2.4 Matriz de riesgo..... 45

Tabla 2.5 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 1..... 46

Tabla 2.6 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo 46

Tabla 2.7 Acciones de mitigación de riesgo en Transformadores de Potencia 47

Tabla 2.8 Criterios para la evaluación del impacto bahías y celdas diferentes a líneas 51

Tabla 2.9 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas diferentes a líneas 51

Tabla 2.10 Evaluación del riesgo de celdas y bahías diferentes a líneas catalogados en riesgo muy alto..... 52

Tabla 2.11 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en bahías y celdas de línea N3/N2.. 53

Tabla 2.12 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas de línea N3/N2..... 53

Tabla 2.13 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea N3/N2 53

Tabla 2.14 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea – Muy Alto y Alto 54

Tabla 2.15 Activos por subestación y nivel de tensión Categoría 4..... 55

Tabla 2.16 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6..... 56

Tabla 2.17 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6 56

Tabla 2.18 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 6..... 56

Tabla 2.19 Impacto sobre los equipos de la categoría 6..... 57

Tabla 2.20 Resultados de análisis de riesgo categoría 6..... 57

Tabla 2.21 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 7 y 8..... 57

Tabla 2.22 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 7 y 8. 58

Tabla 2.23 Resultado análisis de riesgo categorías 7 y 8 59

Tabla 2.24 Equipos del Centro de control que están a punto de cumplir su vida útil regulatoria 59

Tabla 2.25 Valoración de activos de subestación que requieren ser reemplazados..... 60

Tabla 2.26 Valoración de activos de líneas que requieren ser reemplazados..... 60

Tabla 2.27 Valoración de activos de control y comunicaciones que requieren ser reemplazados... 61

Tabla 2.28 Relación beneficio/costo proyectos Tipo III 61

Tabla 2.29 Lista de proyectos de inversión Tipo III valorados y priorizados por año 63

Tabla 2.30 Transformadores NT1 por reponer por año..... 65

Tabla 2.31 Postes a reponer por año 65

Tabla 3.1 Modelo para la predicción de la frecuencia de interrupciones 69

Tabla 3.2 Modelo para la predicción de la duración de interrupciones 69

Tabla 3.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo IV 70

Tabla 3.4 Listado de proyectos de inversión tipo IV valorados y priorizados 72

Tabla 3.5 Cantidad de transformadores para reducción de pérdidas 80

Tabla 3.6 Equipos de protección para transformadores de distribución a instalar por año 80

Tabla 3.7 Subestaciones intervenidas por año 81

Tabla 3.8 Proyectos nuevas subestaciones 34,5 kV 82

Tabla 4.1 Composición de la UC Especial sistemas de control de celdas de subestación 83

Tabla 4.2 Valor solicitado de la UC Especial sistemas de control de celdas de subestación 84

Tabla 4.3 Valor solicitado de la UC Especial Modem GPRS 85

Tabla 4.4 Valor solicitado de la UC Especial Postes de fibra de vidrio 87

Tabla 4.5 Normativa aplicable para este tipo de UC 89

Tabla 4.6 Valor solicitado de la UC Especial Sistema de detección de incendios 90

Tabla 4.7 Valoración Económica Capacitor Aguaclara 50 MVRA 92

Tabla 6.1 Lista de proyectos a financiar con recursos públicos 95

Tabla 6.2 Valoración económica de proyectos a financiar con recursos públicos 96

Tabla 6.3 Valoración de las inversiones 2025-2029 RPP=1, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017) 98

Tabla 6.4 Valoración de las inversiones 2025-2029 RPP=1, por categoría de activos (Millones de pesos $ dic 2017) 99

Tabla 7.1 Metas anuales de calidad media para indicador de duración, horas 102

Tabla 7.2 Metas anuales de calidad media para indicador de frecuencia, veces 103

Tabla 7.3 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017) 104

Tabla 7.4 Plan de inversiones, todos los niveles de tensión, (Millones de pesos $ dic 2017) 106

Tabla 7.5 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, (Millones de pesos $ dic 2017) 107

Tabla 7.6 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, (Millones de pesos $ dic 2017) 107

Tabla 7.7 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, (Millones de pesos $ dic 2017) 108

Tabla 7.8 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, (Millones de pesos $ dic 2017) 108

Tabla 7.9 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017) 109

Tabla 7.10 Cronograma de inversiones y ubicación 110

Presentación

En el marco del contrato No. 190 de 2024, que tiene por objeto general *"Servicios de Asesoría Especializada para la actualización y elaboración del Plan de Inversiones del Tipo I al IV con horizonte 2025 a 2029 de la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., bajo los lineamientos de la regulación vigente emitida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas CREG"* suscrito entre la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. (en adelante "ENERCA") y Camilo Quintero Montaño Consultoría SAS (en adelante "CQM Consultoría SAS" o "Consultor"), a continuación, se presenta el Plan de Inversiones que ENERCA realizará en el periodo 2025-2029, indicando para cada año los proyectos que se acometerán y los tipos de inversión según lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones.

Este documento consta de siete capítulos así:

En el capítulo 1 presenta la información de las inversiones motivadas en la atención de la demanda (tipo I y II) especificando generalidades de su priorización y selección, así como las particularidades de cada uno de los proyectos propuestos.

En el capítulo 2 se presentan las inversiones tipo III, dado por reposición de activos, en el cual se incluye el análisis de riesgo correspondiente a las categorías de activos.

En el capítulo 3 se describe los proyectos no motivados por la atención de la demanda que están enfocados a mejorar la calidad del servicio y confiabilidad del servicio, reducir pérdidas y renovación tecnológica que no implican atención de nueva demanda.

En el capítulo 4 se presenta el detalle de las unidades constructivas especiales solicitadas por ENERCA: sistema de control celdas de subestación, modem GPRS, postes de fibra de vidrio, sistema de detección de incentivos y compensación capacitiva en la subestación Aguaclara 115 kV.

En el capítulo 5 se presenta los proyectos y unidades constructivas especiales que están pendientes de aprobación por parte de la CREG en el marco del recurso de reposición contra la Resolución CREG No. 501 052 de 2024 *"Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 086 de 2021",* radicado ante esta entidad el 28 de junio de 2024.

En el capítulo 6 se describen los proyectos que serán construidos con recursos públicos en el periodo 2025-2029.

Por último, en el capítulo 7 se presenta el resumen de resultados, los cuales constituirán las metas propuestas por la empresa en materia de expansión del sistema, reposición y calidad del servicio, así como las inversiones agrupadas por nivel de tensión, tipo y año, que se solicitan a la CREG aprobar.

Resumen Ejecutivo

La resolución CREG 015 de 2018 establece que los operadores de red pueden solicitar la revisión de los planes de inversión cada dos años. En este sentido, este documento define y prioriza los proyectos de inversión que la Empresa de Energía de Casanare SA ESP realizará en el periodo 2025-2029 en su sistema, el cual se estructura conforme los lineamientos y criterios definidos por la CREG y se clasifican los proyectos así: Tipo I y Tipo II motivados en la atención de demanda, y Tipo III y Tipo IV no motivados en la atención de demanda.

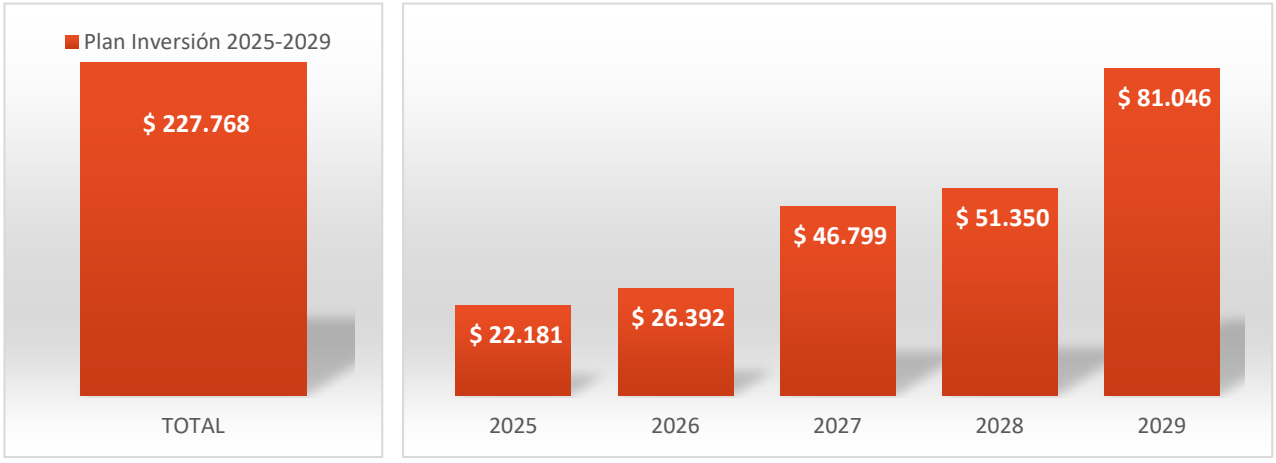
En la primera etapa de actualización del Plan de Inversión se realizó un diagnóstico del sistema operado por ENERCA conforme la evolución de la demanda, cargabilidad de los elementos del sistema, capacidad de cortocircuito, posibilidades de ampliación y reconfiguración de subestaciones, perfil de antigüedad de los activos del sistema, nivel de obsolescencia de los equipos, nivel de calidad del servicio, estado de los sistemas de información y control, estableciendo el punto de inicio para determinar las inversiones requeridas para el periodo 2025-2029; adicionalmente se contó con la participación de la Gerencia General, Gerencia de Distribución, Gerencia Comercial, Asesor de Planeación y Regulación, y la Dirección de Gestión de Activos de ENERCA. Estos análisis se presentan en detalle en el *Documento de diagnóstico del sistema* soporte del Plan de Inversión (Anexo A), resaltando la necesidad de inversiones en la remodelación de infraestructura en el sistema de distribución local que apunten al mejoramiento en la calidad y confiabilidad en la prestación del servicio, así como la actualización del Centro de Control.

Posteriormente, se adelantaron análisis técnicos y económicos para la definición de los proyectos, teniendo en consideración la capacidad de ejecución de la empresa y factores externos como la disponibilidad de equipamiento, gestiones sociales, prediales y ambientales, que permitieron priorizar en el tiempo las inversiones.

El Plan de Inversión de ENERCA solicitado a CREG para aprobación, proyectos que serán construidos con recursos propios, para los próximo cinco años será por aproximadamente de $ 227.768 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, este valor es en promedio un 6,9% del costo de reposición de referencia aprobado para la empresa, que distribuido por año se muestra en la Figura A.

El valor anual del plan de inversiones y la relación entre inversiones y el costo de reposición de referencia, los años con 2025 y 2026 tienen inversiones del 3,4% y 4% del costo de reposición de referencia de la empresa; los años 2027 y 2028 están del orden del 7,1% y 7,8% del costo de reposición de referencia de la empresa, mientras que el año 2029 es aproximadamente el 12% de este valor.

Figura A. Inversiones propuestas para el periodo 2025-2029 (Millones de pesos dic 2017)



En el 2025 se desarrollarán las intervenciones de actualización tecnológica de los activos representados por ENERCA en la subestación San Antonio 115 kV que es administrada, operada y mantenida por EBSA; la modernización de la subestación Ciudadela 34,5 kV; la ampliación de la transformación en la subestación Aguaclara 34,5/13,2 kV en una capacidad igual a 1 MVA; la instalación de equipos de control, comunicaciones y de protección en las subestaciones 34,5 kV; y se continuará con el programa de normalización de usuarios para la reducción de las pérdidas del sistema, entre otros.

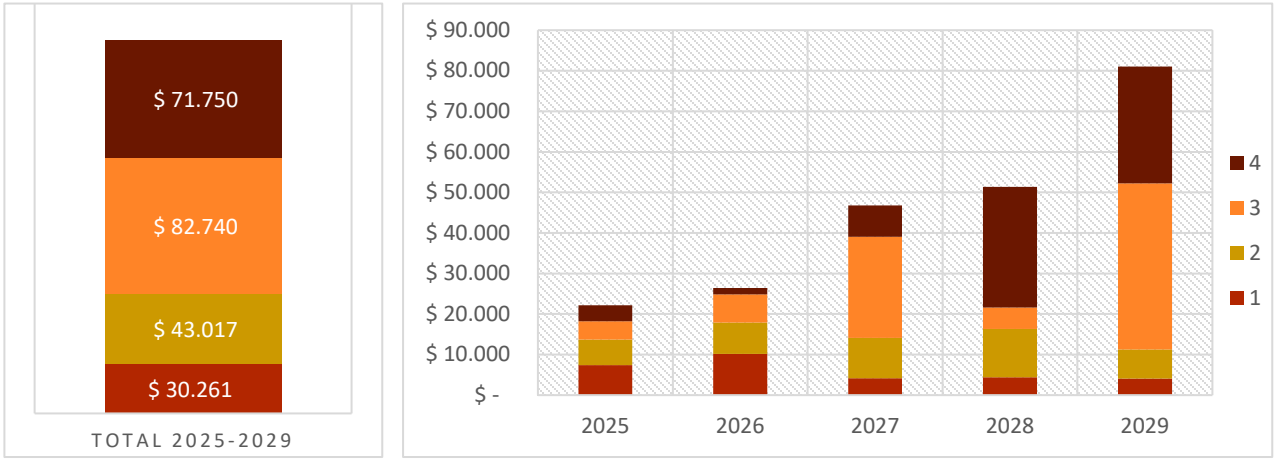
Se proyecta para el 2026 la ampliación de la transformación en la subestación Aguazul 115/34,5/13,2 kV con una capacidad de 25/15/10 MVA; el programa de normalización de usuarios para la reducción de las pérdidas del sistema; modernización de redes de nivel de tensión 2; la reposición del tren de celdas 34,5 kV de la Subestación Aguaclara 115 kV, entre otros.

Entre el 2027 y 2028 se realizará la reposición del centro de control de ENERCA; la construcción de la subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 kV con capacidad de transformación de 25 MVA; la instalación en la subestación Aguaclara de un segundo transformador 115/34,5 kV con capacidad de 25 MVA, así como un capacitor de 50 MVAR; el segundo Circuito Yopal - Yopalosa 115 kV; proyectos de nuevas subestaciones y circuitos de 34,5 kV, así como redes de baja tensión; entre otras obras de remodelación de infraestructura en el sistema de distribución local.

Para el año 2029 se proyecta poner en operación el segundo circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV, proyectos de nuevas subestaciones y circuitos de 34,5 kV, así como redes de baja tensión; entre otras obras de remodelación de infraestructura en el sistema de distribución local.

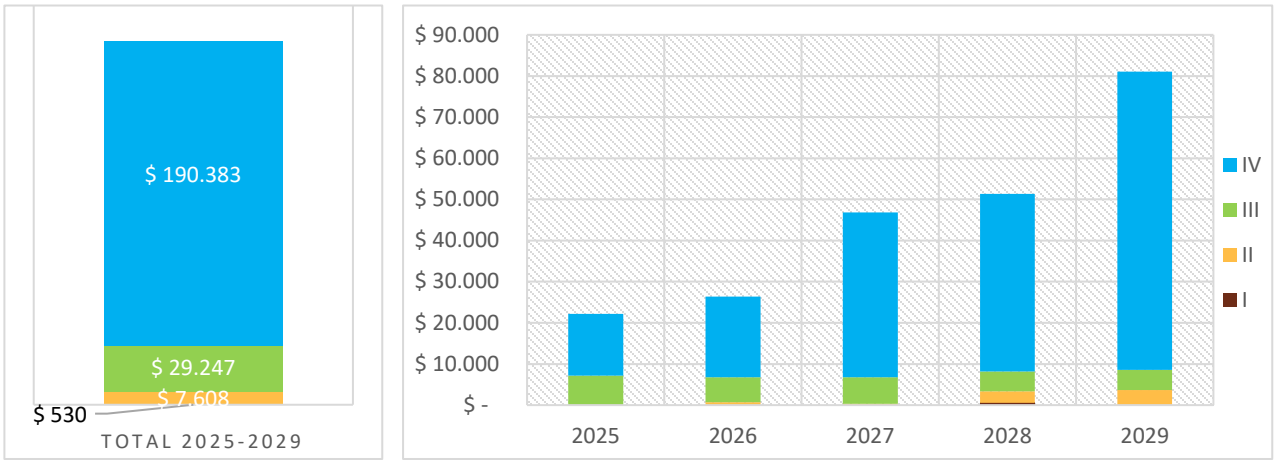
Al desagregar las inversiones por nivel de tensión, los proyectos en el sistema de transmisión regional, nivel 4, representan un 29% del total del Plan de Inversión, el nivel de tensión 3 tiene una participación del 38%, el nivel de tensión 2 aproximadamente el 19% y el nivel de tensión 1 el restante 14% del total del plan de inversión para los cinco años. En la Figura B se presentan estas inversiones por año y nivel de tensión.

Figura B. Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (millones de pesos dic 2017)



De igual forma, en la Figura C se muestra el Plan de Inversión clasificado por tipo de inversión según la Resolución CREG 015 de 2018.

Figura C. Inversiones 2025-2029 por tipo de inversión (millones de pesos dic 2017)



El 84% del total del plan de inversión corresponden a proyectos Tipo IV enfocados a mejorar la calidad del servicio y confiabilidad del servicio, reducir pérdidas y renovación tecnológica que no implican atención de nueva demanda.

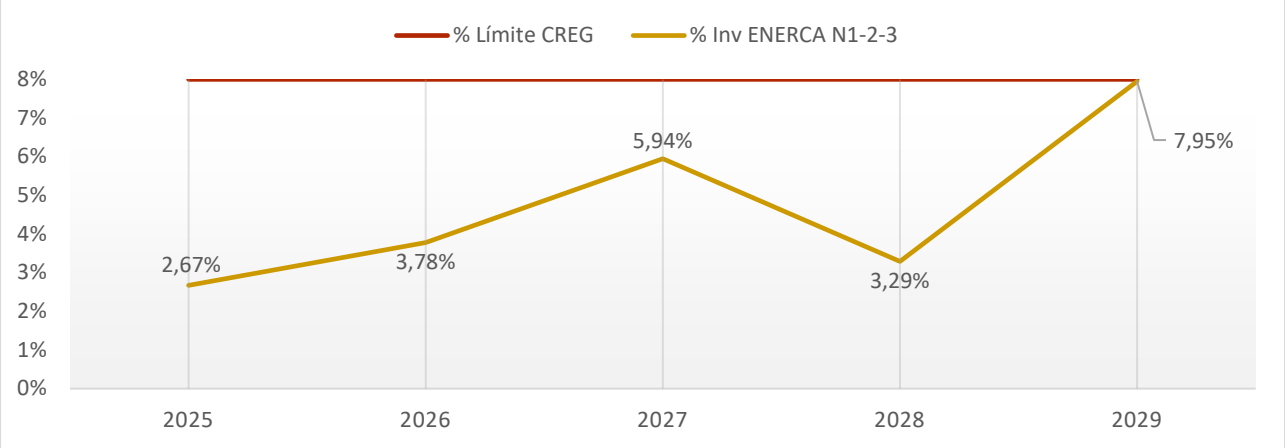
El Plan de Inversión propuesto incorporará la siguiente infraestructura nueva al sistema de ENERCA:

- Nuevo centro de control para el sistema de ENERCA
- Subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 kV con capacidad de transformación de 25 MVA
- Segundo circuito Yopal – Yopalosa 115 kV con una extensión aproximada de 32 kilómetros.
- Segundo circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV con una extensión aproximada de 55 kilómetros.

- Instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Aguazul con una capacidad de 25/15/10 MVA.
- Ampliación de la transformación en la Subestación Aguaclara: Segundo transformador 115/34,5 kV de 25 MVA y un transformador 34,5/13,2 kV de 1 MVA.
- Capacitor en la subestación Aguaclara con una capacidad de 50 MVAR.
- Cinco nuevas subestaciones 34,5/13,2 kV: El Caucho II, Hato Corozal II, Pore II, San José de Bubuy II y Trinidad II.
- Modernización e instalación de un segundo transformador 34,5/13,2 kV en la subestación Ciudadela con una capacidad de 12,5 MVA
- Instalación de equipamiento de protección contra sobrecorrientes y sobretensiones en las subestaciones 34,5 kV
- Nuevos circuitos en N3:
    - Cupiagua - Monterralo - San Benito de aproximadamente 9 km
    - Tamara - Palosantal de aproximadamente 31 km
    - Yopal - Charte - Aguazul de aproximadamente 35 km
    - Yopalosa Industrial de aproximadamente 3,5 km
    - Yopalosa - La Nevera - Nunchía de aproximadamente 21 km
    - Yopalosa - Caucho de aproximadamente 20 km
- Aproximadamente 172 km de red de nivel de tensión 2 para nuevos circuitos, construcción de suplencias y remodelaciones parciales.

El plan de inversión ENERCA 2025-2029 en ningún año supera la referencia del 8% del costo de reposición de referencia – CRR, aprobado al OR, razón por la cual no es necesario hacer una solicitud especial a la Comisión para superar dicho límite, como se observa en la siguiente Figura D.

Figura D. Valor máximo permitido del Plan de Inversiones



ENERCA con este Plan de Inversiones 2025-2029 que se presenta a la Comisión para su aprobación, tiene como objetivo:

- Recuperar y aumentar el valor de la base de activos aprobada a ENERCA en el año 2019.
- Realizar inversiones que permitan aumentar el índice de pérdidas reconocido a la empresa, para reducir los costos de la actividad de comercialización y mejorar los ingresos en distribución.
- Alcanzar las metas de calidad del servicio establecidas, para obtener los incentivos definidos en la regulación.
- Minimizar las desviaciones anuales entre la planeación y la ejecución de los proyectos de inversión.
- Realizar inversiones que permitan la operación adecuada del sistema.
- Realizar inversiones que permitan atender las necesidades de la nueva demanda en el sistema de la ENERCA.
- Aumentar el valor del AOM reconocido, asociado con inversiones enfocadas a la atención de nueva demanda y aprovechar los niveles de inversión para reducir gastos de AOM.

Recurso de Reposición contra la Resolución CREG No. 501 052 de 26 de abril de 2024:

A la fecha de realización y presentación de este Plan de Inversión 2025-2029 a la Comisión de Regulación de Energía y Gas no se ha resuelto el recurso de reposición presentado por ENERCA S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG No. 501 052 de 2024 *"Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 086 de 2021",* radicado ante esta entidad el 28 de junio de 2024.

En el recurso de reposición en mención, estaría pendiente por definirse el estado del reconocimiento de proyectos y unidades constructivas especiales para los años 2023 y 2024:

i) Reconocimiento de Unidades Constructivas Especiales: sistema de control de celdas de subestación, Sistema de Información Geográfica - GIS, Medio de comunicación GPRS, Poste de Fibra de Vidrio, Radios de comunicación inalámbrico punto a punto y sistema de detección de incendios.

ii) Reconocimiento del proyecto de interconexión Casanare – Vichada.

iii) Reconocimiento del proyecto diferencial de barras de subestación Yopal.

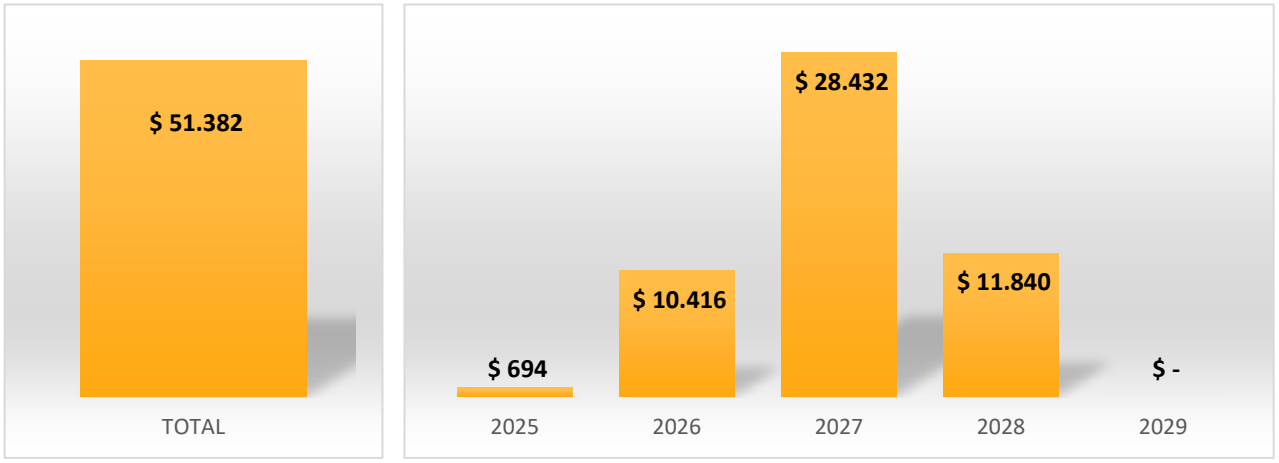
iv) Reconocimiento de la implementación de teleprotección Línea Yopal a Aguazul 115 kV.

ENERCA al no disponer actualmente de la resolución en firme con la aprobación del plan de inversiones 2023 – 2027, presenta nuevamente estos proyectos en el Formato 5 de reconocimiento de inversiones del periodo 2025-2029.

Proyectos con Recursos Públicos a desarrollarse en el periodo 2025-2029:

Algunos proyectos requeridos en el sistema de ENERCA se desarrollarán con recursos públicos. Para el periodo 2025-2029 se proyectan inversiones por $51.382 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, valor que distribuido por año es el que se muestra en la Figura E.

Figura E. Inversiones propuestas para el periodo 2025-2029 (Millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos



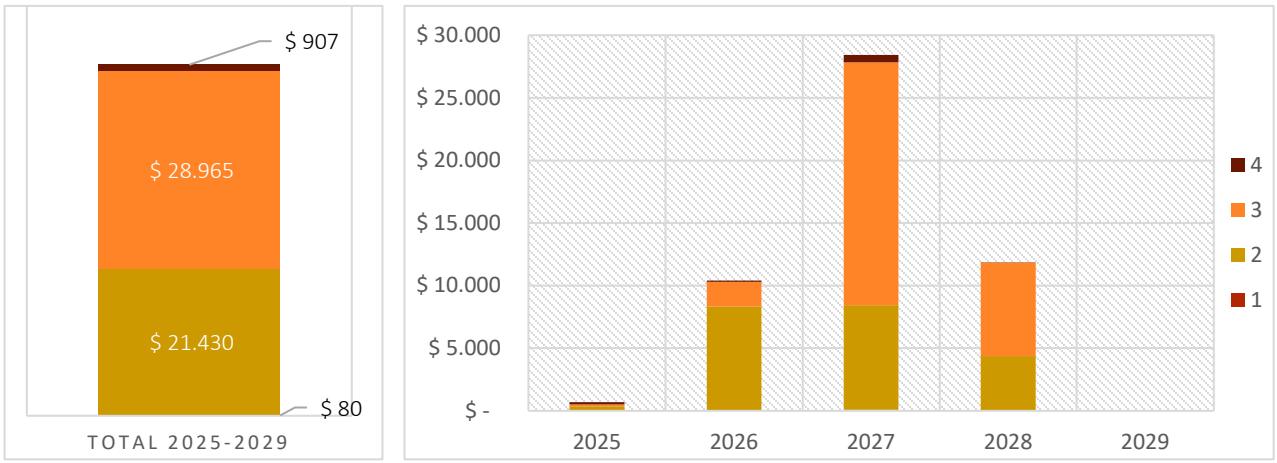
Se destaca el desarrollo de los siguientes proyectos con estos recursos:

- Instalación de equipamiento en circuitos de los niveles de tensión 2 y 3, para dar cumplimiento de los requisitos de calidad establecidos en la R. CREG 015 de 2028, numeral 5.2.10
- Normalización SE Villanueva 34,5/13,2 kV mediante la instalación del control de subestación en función de las celdas.
- Construcción de subestaciones 34,5/13,2 kV:
    - Nueva subestación El Convento, con dos transformadores de 0,5 MVA cada uno.
    - Nueva subestación Monterrey con capacidad de 10 MVA.
    - Nueva subestación Tauramena 34,5/13,2 kV y ampliación transformación con un segundo transformador de 5 MVA.
    - Nueva subestación La Salina II con capacidad de 0,5 MVA.
    - Nueva subestación Sácama con capacidad de 0,63 MVA.
    - Nueva subestación Sabanalarga 34,5/13,8 kV de 1 MVA.

- Remodelación y nuevos circuitos en 34,5 kV y 13,8 kV, se destacan:
    - Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Llano Lindo de aproximadamente 7 km.
    - Nuevo Circuito 34,5 kV La Esperanza - El Convento de aproximadamente 20 km.
    - Nuevo Circuito 34,5 kV Aguaclara - Monterrey de aproximadamente 22 km.
    - Nuevo Circuito 34,5 kV Los Héroes - La Niata de aproximadamente 15 km.
    - Nuevo circuito 34,5 kV Aguaclara – Sabanalarga de aproximadamente 15 km.
    - Remodelación del circuito 15375, circuito urbano principal de Maní y construcción de un nuevo circuito en Maní.
    - Nuevos circuitos 13,8 kV en Tauramena.
    - Nuevo circuito San Carlos 13,8 Kv.
    - Construcción de suplencias 13,8 kV.

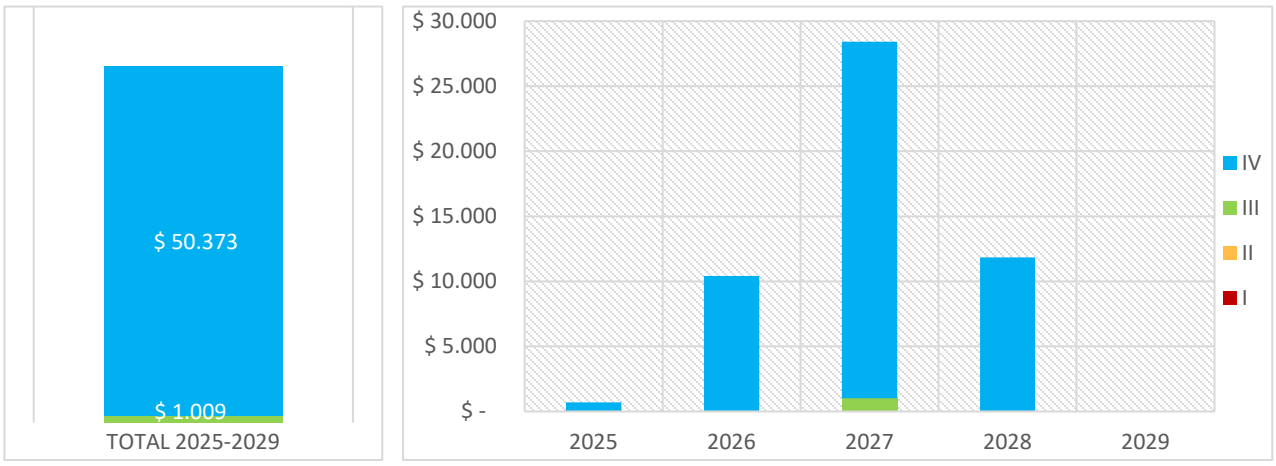
En la Figura F se presentan estas inversiones por año y nivel de tensión, siendo el nivel de tensión 3 y 2 los de mayor participación con un 56% y 42% respectivamente.

Figura F. Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos



De igual forma, en la Figura G se muestra el Plan de Inversión clasificado por tipo de inversión según la Resolución CREG 015 de 2018. El 100% de los recursos públicos serán invertidos en proyectos Tipo IV enfocados a mejorar la calidad del servicio y confiabilidad del servicio, reducir pérdidas y renovación tecnológica que no implican atención de nueva demanda.

Figura G. Inversiones 2025-2029 por tipo de inversión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos



Diagnóstico del sistema

El documento de diagnóstico del sistema, contiene información descriptiva del sistema operado por ENERCA para los años 2018 al 2023, proyecciones de demanda de energía y potencia máxima para los próximos 10 años, cargabilidad de los principales elementos del sistema, capacidad de corto circuito, posibilidades de ampliación y reconfiguración de subestaciones de conexión al Sistema de Transmisión Nacional y de nivel de tensión 4, perfil de antigüedad por grupo de activos, nivel de obsolescencia de los equipos más antiguos, nivel de calidad del servicio, sistemas de información y control, y un resumen de las inversiones realizadas entre los años 2012-2023, resultados que permitieron establecer una base inicial de proyectos a desarrollar en los próximos cinco años.

El Diagnóstico del sistema se incluye mediante un documento complementario y hace parte integral al presente documento cumpliendo con lo requerido en el numeral 6.3.1 de la Resolución CREG 015 de 2018 y de la circular CREG 029 de 2018, se adjunta a este informe como Anexo A.

Capítulo 1 Proyectos de inversión motivados en la atención de la demanda

En este primer capítulo se presentan los proyectos del Plan clasificados como tipo de inversión I y II, relacionados con crecimientos de demanda existente y conexión de nuevos usuarios en concordancia con las proyecciones de demanda, que implican construcción de nuevas subestaciones, ampliación de transformación y/o redes, entre otros.

Se realiza una descripción del mercado atendido por ENERCA, los supuestos y criterios considerados para la selección de los proyectos, así como la metodología empleada. Posterior a esto, se realiza una descripción de los proyectos, su valoración con unidades constructivas, evaluación económica y demás análisis requeridos por la Comisión.

1.1 Características y condiciones del mercado de comercialización

El sistema operador por ENERCA, con corte a diciembre de 2023, atendió 162.233 usuarios con una demanda de energía de 362.012 MWh-año, con 79 subestaciones de potencia, aproximadamente 10.312 transformadores de distribución, 579 kilómetros de redes de nivel 4, 968 kilómetros de nivel 3, 8.230 kilómetros de nivel de tensión 2 y 4.619 redes de nivel de tensión 1. La demanda máxima de potencia fue de 99,48 MW, tenía instalada una capacidad de transformación de 303 MVA y 41 plantas de generación conectadas a su sistema correspondientes a 248,5 MW.

ENERCA atiende la totalidad de municipios de departamento de Casanare y algunos municipios cercanos geográficamente, obteniendo así un total de área atendida de 44.640 km^2. Los municipios atendidos son:

- 19 municipios del departamento del Casanare: Yopal, Aguazul, Paz de Ariporo, Hatocorozal, Tauramena, Nunchía, Pore, Támara, Orocué, Maní, Monterrey, Sabanalarga, Sácama, Recetor, Trinidad, San Luis de Palenque, Chámeza, La Salina, Villanueva.
- Municipio de Barranca de Upía en el departamento del Meta.
- Municipio de San Luis de Gaceno en el departamento de Boyacá.

En la Figura 1.1 se ilustra el área de influencia de ENERCA y se detallan los municipios atendidos.

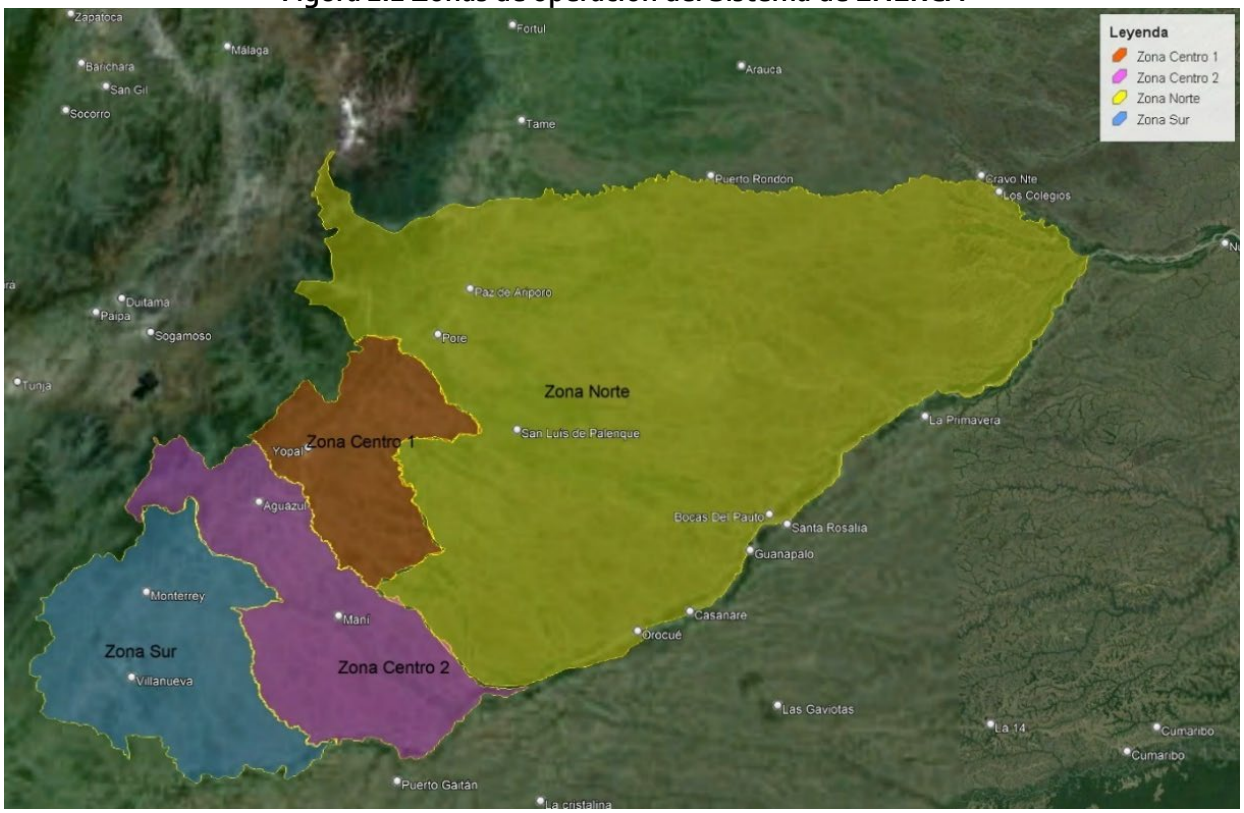
El departamento del Casanare en el 2018, último año de actualización del PIEC, presentó un índice de cobertura de energía eléctrica total del 94,13%.

Figura 1.1 Municipios atendidos por ENERCA



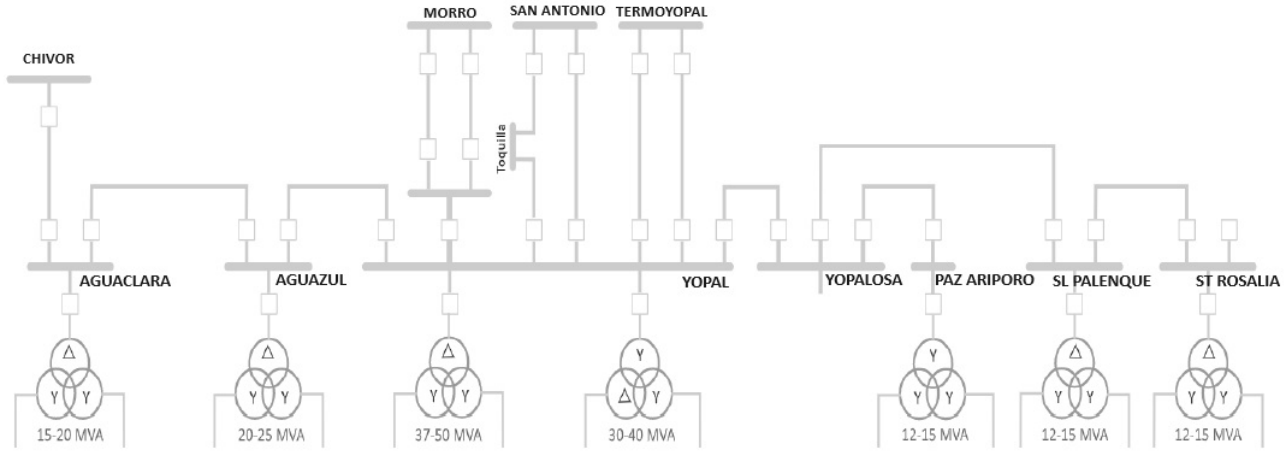
La infraestructura eléctrica se encuentra dividida operativamente en cuatro zonas de distribución, estas son: Norte, Centro 1, Centro 2 y Sur, permitiendo de esta forma realizar actividades de expansión, operación y mantenimiento del sistema eléctrico en el departamento del Casanare, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 1.2 Zonas de operación del Sistema de ENERCA



El sistema de ENERCA cuenta con un Sistema de Trasmisión Regional –STR- interconectado con el Departamento de Boyacá a través de tres circuitos en 115 kV: dos hacia la subestación San Antonio en Sogamoso y uno hacia la Subestación Chivor cerca al municipio de Santa María. Así mismo, se tiene una interconexión a 115 kV con el Departamento del Vichada en el municipio de Santa Rosalía, como se muestra en la Figura 1.3.

Figura 1.3 Sistema de transmisión regional ENERCA, 2023



Para el año 2023, al STR de ENERCA se encontraba conectada la generación de TERMOYOPAL y TERMOMECHERO, ubicadas en el corregimiento El Morro en el municipio de Yopal, adicionalmente, El STR cierra un anillo a 115 kV entre las Subestaciones San Antonio, Yopal, Aguazul, Aguaclara y Chivor.

En los últimos cinco años (2019-2023) se destacan los siguientes proyectos puestos en operación::

- Interconexión Casanare – Vichada 115 kV.
- Construcción de redes de baja y media tensión en algunos sectores de Casanare.
- Remodelación de redes de baja y media tensión, instalando cable ecológico en algunos sectores de Casanare.
- Implementación del sistema de información geográfico Gis.
- Instalación y puesta en servicio de equipos reconectadores en los circuitos de MT.
- Instalación de equipos de medida y otras unidades constructivas para el programa de normalización de usuarios orientado a la reducción de las pérdidas del sistema.

Referente a los indicadores de calidad del servicio se tienen los siguientes:

Indicadores SAIDI (Horas año)

	Meta Resolución CREG 086 de 2021	SAIDI Real
2019	43,36	18,2
2020	39,89	35,66
2021	36,7	48,22
2022	33,76	44,93
2023	31,06	49,52

Indicadores SAIFI (Fallas año)

	Meta Resolución CREG 086 de 2021	SAIFI Real
2019	29,69	15,88
2020	27,31	29,05
2021	25,13	28,28
2022	23,12	25,67
2023	21,27	30,2

El índice de pérdidas totales de energía ($IPT_{j,t}$) en el mercado de comercialización servido por ENERCA para el 2023 fue de 25,5%, y de 32,7% en el nivel de tensión 1 ($PT_{j,1,t}$).

En cuanto a las condiciones de cargabilidad se resalta que ante condiciones de contingencia la línea 115 kV entre Chivor y Aguaclara presenta valores cercanos al 100% de cargabilidad. Las corrientes de falla se encuentran dentro de los rangos de máximas corrientes soportadas por los interruptores en los niveles de tensión correspondientes

Se estima una demanda de potencia para el sistema de ENERCA, en el año 2033 entre los 131 y 169 MW, dependiendo del escenario.

1.2 Supuestos empleados para los análisis de evolución del mercado

Para establecer la evolución del mercado de ENERCA se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- ENERCA atiende un mercado donde su demanda de energía se distribuye en una proporción 98% - 2% entre usuarios regulados y no regulados, respectivamente.
- La evolución de la demanda de energía de ENERCA, ha venido creciendo en los últimos años. Entre el 2022 y 2023 la demanda total del sistema creció un 4,68%, comportamiento que se mantiene al analizarlo por niveles de tensión.
- En cuanto a la atención de usuarios, la proporción es 77% urbanos y 23% rurales que se mantiene en el tiempo. La evolución de los usuarios atendidos por ENERCA en los últimos cuatro años presentó una tasa crecimiento promedio de 3,6%.
- En el ejercicio de planeamiento eléctrico de la empresa, se realizan las proyecciones de demanda de energía y de potencia para el sistema, las cuales incorporan información de: a) proyecciones nacionales de demanda de la UPME a largo y corto plazo; b) proyecciones de demanda de potencia máxima 2023-2037 para el área de NORDESTE a la cual pertenece ENERCA, realizadas por la UPME; c) históricos de la demanda de energía y potencia de ENERCA; d) ingreso de nuevas unidades o subestaciones al sistema. Para las proyecciones

tanto de demanda de energía como de potencia se analizan en tres escenarios de probabilidad (mínima, media y máxima), para el corto, mediano y largo plazo.

- Al conciliar la información histórica de ENERCA y establecer las tasas de crecimiento históricas se obtiene una tasa promedio anual para los últimos años de 4,84%. Por tanto, la empresa ha crecido a un ritmo histórico superior al del resto del país, factor que se consideró al momento de establecer un criterio para realizar las proyecciones futuras. Se emplearon tasas constantes de evolución del mercado que son 5,62% para un escenario alto de demanda, 4,84% para un escenario medio y un 2,87% para un escenario bajo.

1.3 Descripción de la metodología empleada para la determinación de inversiones

A continuación, se presenta un breve resumen del ejercicio realizado para determinar las inversiones Tipo I y II.

1.3.1 Metodología

El Plan de Inversión 2025-2029 en lo referente a expansión del sistema STR y SDL de ENERCA parte de los análisis eléctricos y económicos del Plan de Expansión vigente de la empresa 2023-2033, realizado por CQM CONSULTORIA SAS, en el cual se realiza un diagnóstico de la operación del sistema actual de ENERCA, en condiciones normales, para los períodos de demanda máxima, media y mínima, con los despachos extremos de generación modelados. Con el fin de identificar el desempeño del sistema sin proyectos propuestos en el corto, mediano y largo plazo.

A partir de estos resultados, se verifica el cumplimiento de los criterios de operación de las tensiones en las barras del sistema, sobrecargas en líneas y transformadores en condiciones del caso base y contingencias. Con el fin de identificar obras que permitan dar solución a las problemáticas encontradas.

Una vez se identifican incumplimientos en los criterios de operación, se plantean las obras que representan una posible solución, estas se simulan con el fin de evaluar su desempeño individual, y si son suficientes para dar solución a las problemáticas identificadas.

Finalmente, el conjunto simultáneo de las mismas es evaluado en el largo plazo (2033) con el fin de que tanto en el caso base como en condiciones de operación (N-1), el sistema garantice operación segura y confiable cumpliendo los criterios de calidad y seguridad.

Una vez identificados los proyectos que permiten el cumplimiento de los criterios de operación y verificado el desempeño eléctrico de los mismos, se procede a realizar la evaluación económica teniendo en cuenta los costos de inversión y los beneficios por mejora de perfiles de tensión, disminución de pérdidas y otros costos operativos asociados a las necesidades identificadas.

Se parte de la condición base, presente en el 2023, modelado en el software NEPLAN de análisis de sistemas de potencia, actualizado de acuerdo con el último Plan de Expansión emitido por la UPME, vigente en julio de 2023.

Así mismo, se realiza un análisis de los proyectos del Plan de Inversión 2019-2023 que han presentado retrasos en su entrada en ejecución y se analiza con la Asesoría de Planeación y Regulación la reprogramación de fechas de entrada en operación.

A nivel de 13,8 kV se consideran las proyecciones de demanda y comportamiento de los últimos años debido a la conexión de nuevos centros de carga.

1.3.2 Requerimientos de información

Teniendo en cuenta que los proyectos planteados corresponden a aquellos que son motivados en la atención de nueva demanda, la información base corresponde a las proyecciones de demanda de energía y potencia del sistema de ENERCA en cada uno de los niveles de tensión y por cada una de las subestaciones operadas por la empresa. Adicionalmente, para la realización de las simulaciones necesarias para la verificación de la operación del sistema, se requiere principalmente: la topología, los parámetros eléctricos de los activos, los proyectos de expansión del STN, STR y generación, y los despachos de las plantas de generación. Adicionalmente, fue necesario considerar el número de usuarios atendidos y su proyección en cada una de las categorías, la demanda de los circuitos en los diferentes niveles de tensión, las metas de expansión de la infraestructura, entre otra información de la empresa y del mercado eléctrico.

Principales variables empleadas:

La evaluación técnica se realiza con las condiciones existentes y proyectadas, los parámetros y capacidades de los equipos, los criterios establecidos en el Código de Redes, en la Resolución CREG 070 de 1998 y en la Norma Técnica de la Empresa, las topologías existentes, los despachos extremos y los supuestos de expansión de la UPME.

En lo referente a la evaluación económica, el costo de la energía perdida se evalúa para cada nivel de tensión con su respectivo CU, para la energía no suministrada se emplea el CRO publicado por la UPME, las inversiones se valoran con las unidades constructivas del capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Los demás parámetros de la evaluación económica tales como el WACC, el AOM y el costo del activo no eléctrico son los indicados en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones al momento de presentación del presente Plan de Inversión.

1.3.3 Criterios de priorización de los proyectos

Para la identificación de los proyectos y priorización de las inversiones, ENERCA consideró los siguientes criterios y lineamientos:

- Proyectos del STR aprobados por la UPME para el sistema de ENERCA, o que los mismos se encuentran en trámite en la UPME:
    - Interconexión Casanare – Vichada 115 kV.
    - Construcción de la subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 Kv con capacidad de transformación de 25 MVA.
    - Construcción de un segundo circuito Yopal – Yopalosa 115 kV, con una extensión aproximada de 32 kilómetros.
    - Construcción de un segundo circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV, con una extensión aproximada de 55 kilómetros.
    - Instalación de un capacitor en la subestación Aguaclara con una capacidad de 50 MVAR.
- Valoración del impacto en el desempeño del sistema, dando prioridad a aquellos proyectos que impactan en mayor medida la confiabilidad del sistema.
- Capacidad financiera de ENERCA.
- Capacidad de ejecución de proyectos por parte de la empresa.
- Resultados de la evaluación económica, bajo el criterio de relación beneficio/costo.
- Que las obras en el SDL sean consistentes con los proyectos identificados y aprobados para el STR y la infraestructura en operación en el sistema.
- Porcentaje de avance del proceso de ingeniería básica del proyecto.
- Cumplimiento de los límites de inversión fijados por el regulador.
- Disposición de espacios físicos para la realización del proyecto: lotes, extensiones de área adicionales, entre otros.
- Puntualmente, para establecer las alternativas viables sobre ampliación de capacidad de transformación, las opciones directas consideradas fueron la ampliación de nuevas subestaciones o la ampliación de la capacidad de las subestaciones existente. Esta última alternativa se puede plantear de dos maneras: reponiendo el transformador existente por uno de mayor capacidad o instalando un nuevo transformador de tal manera que se adicione a la capacidad actual de transformación y de firmeza a la misma. Para tener en cuenta esta última alternativa debe existir el espacio necesario para las nuevas bahías, la ampliación del barraje y la instalación del nuevo transformador.
- Para los proyectos referentes a líneas de transmisión y distribución se tienen contempladas dos alternativas:
    - Repotenciar los circuitos: considerar esta alternativa como la más factible depende de las condiciones de la estructura existente, las ubicaciones de las torres y la capacidad

operativa del circuito existente para dejar por fuera de servicio este circuito en el desarrollo de las obras.

- Construir un segundo circuito: para esta alternativa se debe considerar la facilidad de obtener la licencia ambiental, los permisos y servidumbre.

1.4 Criterios técnicos y consideraciones ambientales empleados

Los criterios técnicos adoptados son los definidos en el Código de Redes y el Reglamento de Distribución, resaltando:

- La identificación de los proyectos y su priorización se hace a partir de modelos de ingeniera de los STR y SDL y análisis técnico – económicos, cuya relación beneficio/costo es superior a uno.
- Se clasifican los proyectos considerando si es nueva infraestructura o implica la reposición de infraestructura existente para ampliar su capacidad de atención de demanda.
- En el caso del STR, los proyectos incluidos en el plan de inversión corresponden a aquellos identificados por la Empresa con el fin de obtener un mayor nivel de confiabilidad, permitiendo la redistribución de cargas y reduciendo los indicadores de calidad.
- En casos puntuales, las inversiones incluidas en el plan responden a las necesidades de crecimiento de la demanda.

Las consideraciones ambientales generales utilizados para la definición de los proyectos de inversión fueron:

- Para los proyectos de nivel de tensión 4 se debe tramitar la licencia o permiso ambiental ante la autoridad competente según el proyecto.
- En el nivel de tensión 1 se debe dar cumplimiento a los Planes de Ordenamiento Territorial de los municipios donde se ejecutarán los proyectos, especialmente en lo referente a urbanismo, requerimientos de soterramiento e identificación de proyectos motivados en decisiones de las autoridades locales.
- Conflictos en el uso del suelo y su relación con el proyecto, así como el costo de adquisición de los terrenos o servidumbres.

1.5 Riesgos y factores externos identificados

En la realización de los proyectos de inversión, se han identificado los siguientes riesgos y factores externos asociados a los proyectos:

- Imposibilidad para obtener los precios de las unidades constructivas establecidos por la CREG.
- Cuando se tienen compromisos adquiridos frente al plan, la empresa queda expuesta a tener que aceptar condiciones que en situaciones diferentes no serían asumidas.

- Imposibilidad de disponer de un control total para incorporar los proyectos en los tiempos requeridos.
- En aquellos proyectos en los que se requiere trámite de licencia, permiso o la realización de consultas previas, no hay garantía de cumplir con las fechas previstas ante eventos fuera de control de la empresa, como demoras en trámites ante entidades y comunidades.
- La adquisición de lotes y/o servidumbres con altos sobrecostos.

1.6 Información subestaciones

A diciembre de 2023, ENERCA disponía de las siguientes subestaciones:

- ✓ Cantidad total 79
- ✓ Transformación total (MVA) 303
- ✓ Cantidad nivel 220 kV /230 kV - mayor nivel de tensión presente 0
- ✓ Cantidad nivel 4 - mayor nivel de tensión presente 7
- ✓ Cantidad nivel 3 - mayor nivel de tensión presente 72
- ✓ Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 kV 0
- ✓ Transformación (MVA) nivel 4 188
- ✓ Transformación (MVA) nivel 3 115,5

En la Tabla 1.1 se muestra información básica de las subestaciones de ENERCA, a diciembre de 2023. En particular, para las subestaciones de nivel de tensión 4 se realiza un análisis de posibilidades de ampliación el cual se presenta en el capítulo 5 del documento Diagnóstico del presenta Plan.

Tabla 1.1 Información de las subestaciones de ENERCA

IUS	Código SE	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud (m)	Área (m2)	Zonas	Capacidad Instalada (MVA)
0002	15011	GEMELOS	-72,8092	4,4464	182	180	Sur	1,6
0003	15139	EL SECRETO	-73,0762	4,8236	325	200	Sur	1,6
0004	15145	SAN CARLOS	-73,049759	4,777784	308	100	Sur	0,5
0005	15153	CANDELARIA	-71,3195	5,8816	153	196	Norte	0,5
0006	15531	VILLANUEVA	-72,9342	4,6172	300	600	Sur	11,25
0007	15467	HEROES	-72,3819	5,3414	330	1000	Centro 1	15
0009	15167	MONTERREY	-72,886093	4,886093	454	100	Sur	5
0010	15178	RINCÓN HONDO	-71,6068	5,833	200	196	Norte	0,5
0011	15182	EL CAUCHO	-72,101515	5,622793	278	180	Centro 1	0,8
0012	15238	LA SALINA	-72,334896	6,12858	1515	120	Norte	0,5
0013	15242	SÁCAMA	-72,248753	6,09969	1297	220	Norte	0,5
0014	15358	YOPAL	-72,405023	5,342518	353	120	Centro 1	90
0015	15361	SAN BENITO	-72,695428	5,257052	850	220	Centro 2	0,5
0016	15371	SAN JOSÉ DE BUBUY	-72,4594806	5,0974639	231	120	Centro 2	0,8
0017	15373	IGUAMENA	-72,5115	5,2188	294	141	Centro 2	0,8
0018	15374	MANÍ	-72,28855	4,821417	180	100	Centro 2	4

IUS	Código SE	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud (m)	Área (m2)	Zonas	Capacidad Instalada (MVA)
0020	15384	NUNCHÍA	-72,197123	5,634086	386	100	Centro 1	0,5
0021	15388	TRINIDAD	-71,663934	5,413065	168	100	Norte	3
0022	15391	SL DE PALENQUE	-71,734881	5,4233	174	81	Norte	1
0023	15395	PORE	-71,991319	5,725646	278	100	Norte	1,5
0024	15397	TABLÓN DE TÁMARA	-72,103346	5,73442	510	100	Norte	0,8
0025	15400	TÁMARA	-72,161972	5,830076	1112	100	Norte	0,5
0026	15403	PAZ DE ARIPORO	-71,900165	5,874771	274	3600	Norte	15
0027	15412	MONTERRALO	-72,668524	5,22788	740	216	Centro 2	0,8
0028	15417	LA TURUA	-72,64875	5,026117	269	180	Centro 2	1
0029	15418	CHIRE	-71,825183	6,053528	276	150	Norte	0,5
0030	15419	MARAURE	-71,8074	6,1025	278	100	Norte	0,8
0031	15421	HATO COROZAL	-71,767284	6,153821	256	100	Norte	1,5
0032	15431	BELGRADO	-72,2985	4,8073	276	144	Centro 2	2,5
0033	15436	PALOSANTAL	-71,976853	5,906011	384	100	Norte	0,5
0034	15449	CIUDADELA	-72,392386	5,31967	316	700	Centro 1	15
0035	21503	UPAMENA LACOLINA	-72,426774	5,32501	441	100	Centro 1	0,8
0037	21518	CHARTE	-72,479911	5,263461	350	180	Centro 1	1,5
0038	21541	RAIZAL	-72,7071056	4,8698278	263	225	Sur	0,5
0039	21542	GARZON	-72,3724056	5,3212556	306	192	Centro 1	1,5
0040	21547	LA CALCETA	-72,250803	5,352347	223	180	Centro 1	1,5
0041	21558	MORICHAL	-72,38598	5,227912	247	160	Centro 1	4
0042	21566	YOPITOS	-72,361	5,199	228	144	Centro 1	0,225
0043	21575	ALEMANIA	-72,264961	5,169233	207	64	Centro 1	0,225
0044	21580	TILODIRÁN	-72,197229	5,134792	198	56	Centro 1	1
0045	21585	QUEBRADA SECA	-71,98133	5,061278	172	171	Centro 1	1
0046	21592	CARRASTOL	-71,864155	5,882169	243	144	Norte	1
0047	21596	PATIOS - LA PERAL	-71,902087	5,897493	307	144	Norte	0,5
0048	21627	ATALAYAS	-72,589017	5,119017	332	144	Centro 2	0,5
0049	21630	PALOSOLO	-72,54805	5,013167	233	144	Centro 2	0,5
0050	21635	UNETE	-72,602867	5,206583	365	80	Centro 2	0,5
0051	21638	CUPIAGUA	-72,63235	5,224768	588	144	Centro 2	1
0052	21651	PIÑALITO	-72,4154	4,9968	198	100	Centro 2	0,5
0053	21672	NIATA	-72,3055	5,4105	330	112	Centro 1	1,6
0054	21677	EL MORRO	-72,4547	5,4521	623	144	Centro 1	0,63
0055	21681	GUAYAQUE	-72,354694	5,383778	299	100	Centro 1	0,8
0056	21690	SAN ANTONIO- EL TALADRO	-72,161471	5,381661	208	168	Centro 1	0,3
0057	21691	PATIMENA	-72,260154	5,438172	229	144	Centro 1	0,8
0058	21697	LA NEVERA	-72,188119	5,541466	279	168	Centro 1	0,5
0059	21702	PLAYON	-72,228322	5,542044	288	100	Centro 1	0,4
0060	21708	EL MUESE	-71,921282	5,838551	284	81	Norte	0,8
0061	21712	GUACHIRIA	-71,967	5,7638	310	100	Norte	0,5
0062	21715	BOCAS DE PORE	-71,957856	5,664725	226	100	Norte	0,63
0063	21720	LA PLATA	-71,898557	5,578803	200	144	Norte	0,5
0064	21722	EL GUAMAL	-71,823028	5,512611	186	100	Norte	0,63
0065	21726	LA Y SAN PEDRO	-71,789953	5,508192	181	100	Norte	0,63
0066	21730	TAURAMENA	-72,731257	5,017241	433	12000	Sur	6,25

IUS	Código SE	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud (m)	Área (m2)	Zonas	Capacidad Instalada (MVA)
0067	21741	ALTAMIRA	-72,059874	5,672975	285	144	Norte	0,5
0068	21787	OROCUÉ	-71,338089	4,805939	134	225	Norte	1,5
0069	79510	BARRANCA DE UPIA	-72,963364	4,571031	235	200	Sur	1,6
0070	21790	PIRICHIGUA	-71,7408	5,2753	166	225	Norte	0,3
0071	21793	INDEPENDENCIA	-71,574836	5,070806	153	150	Norte	0,5
0072	21721	MIRALINDO	-71,4969	4,9777	147	200	Norte	0,5
0074	15481	SURIMENA	-72,070111	4,960306	173	169	Centro 1	0,8
0075	15497	ALGARROBO	-71,8752	4,9874	166	192	Centro 1	1
0076	15855	LA ESPERANZA	-71,4232583	5,331775	148	192	Norte	1,5
0078	15850	AGUAZUL 115 kV	-72,562533	5,179966	306	2800	Centro 2	25
0079	15381	TOCARIA	-72,223921	5,504205	260	140	Centro 1	1
0083	15006	AGUACLARA 115 kV	-73,002797	4,74935	334	2300	Sur	33
0085	15604	RECETOR	-72,766919	5,228656	903	100	Centro 2	0,3
0086	15605	CHAMEZA	-72,86315	5,212628	1109	120	Centro 2	0,5
0087	15509	MORRO 115 kV	-72,449544	5,459102	671	100	Centro 1	10
0094	15631	SL PALENQUE 115KV	-71,65839	5,37977	165	3963	Norte	15
0093	15630	YOPALOSA 115 KV	-72,203094	5,511261	249	3525	Centro 1	0

1.7 Descripción de los beneficios y costos empleados en la evaluación económica y financiera de los proyectos

La evaluación económica permite tener un parámetro de comparación entre los costos operativos asociados a la falta de implementación del proyecto contra sus costos ocasionados por la inversión. Para la realización de la evaluación económica de los proyectos, se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones para la valoración de los costos y los beneficios en cada caso:

Costos:

Una vez identificados los proyectos requeridos, se procede a realizar su asimilación con las Unidades Constructivas y la valoración de las inversiones requeridas, para lo cual se emplean los valores de las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 14 del Anexo General. Con base en esta valoración se establecen los costos anuales de inversión, los costos anuales de operación y mantenimiento (AOM), las anualidades relacionadas con activos no eléctricos y las anualidades vinculadas a los terrenos que se reconocen a las unidades constructivas, se tuvieron en cuenta los siguientes aspectos:

- Para la determinación de estas anualidades, se utilizan tanto la tasa de retorno establecida en la Resolución 215 de 2021 (12,09%), como los periodos de vida útil asignados específicamente a cada uno de los activos involucrados en los proyectos.
- Se emplea el valor de AOM reconocido por la Resolución CREG 015 de 2018 para los activos nuevos, esto es 2% de la valoración de los activos para los niveles de tensión 3 y 4, y 4% para N2 y N1.

- Para los activos no eléctricos de distribución se considera una fracción del 2% de los activos eléctricos.
- Se emplea la vida útil determinada para cada tipo de activos establecida en la Resolución CREG 015 de 2018 y sus modificaciones.
- Los terrenos se valoran a través de un valor estimado por el Consultor – ENERCA. Para determinar el área del terreno se han empleado las áreas típicas establecidas en el Capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018 para los activos de distribución.

Beneficios:

Los beneficios fueron valorados estimando la reducción de costos operativos, tales como: mejora en la confiabilidad del sistema y capacidad para atender el crecimiento de la demanda con niveles de pérdidas económicamente aceptables. Los costos operativos están representados por las pérdidas y confiabilidad.

- *Pérdidas:* Estas representan un costo económico, cuando para su atención se requiere desarrollar infraestructura en todos los eslabones de la cadena productiva. Para transformar las pérdidas de potencia (tomadas del flujo de carga), en pérdidas de energía, se utiliza el factor de carga del sistema y la curva de duración de carga.
- *Confiabilidad:* Para valorar los beneficios por confiabilidad se aplica el criterio determinístico N-1 en el cual requiere una operación del sistema dentro de los criterios de calidad establecidos por la regulación, aún ante eventos de indisponibilidad de cualquiera de los elementos del sistema. El costo de la confiabilidad está dado por el valor de la energía racionada para garantizar la operación dentro de los límites de calidad establecidos por la regulación. La valoración de la confiabilidad se realiza para cada uno de los años estudiados, empleando el Costo de Racionamiento del escalón correspondiente al porcentaje de energía racionada. Este dato está disponible en la página web de la UPME, entidad que está a cargo de establecer dichos costos.

En las siguientes tablas se presentan los resultados de la evaluación económica de los proyectos de inversión tipo I y II respectivamente, y en el Anexo B de este documento se presentan los archivos Excel soportes de cada evaluación económica.

Tabla 1.2 Relación beneficio/costo proyectos Tipo I

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
C214	Repotenciación de los circuitos urbanos de Aguazul (15265 y 15266) a 13,8 kV	2	2028	85010	1,9

Tabla 1.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo II

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
C113	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro)	2	2027	85001	2,0
C114	Normalización y ampliación de la cobertura en Yopal	2	2028	85001	3,1
N111	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV	3	2029	85225	1,5
0113	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV	2	2026	85251	3,5
0134	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV	2	2028	85263	2,7
0135	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV	2	2028	85125	2,3
0140	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto - Sabanalarga	2	2028	85300	3,4
0148	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV	2	2029	85001	3,4

1.8 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión incluidos en el Plan

En los próximos cinco años se invertirán $8.138 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, motivados en la atención de demanda; esto representa el 3,6% del total del Plan de Inversión.

En las siguientes tablas se presentan los montos de inversión de los proyectos tipo I y II discriminado por año, categoría, nivel de tensión y programa de proyectos.

Tabla 1.4 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año

Tipo de Inversión	Cifras en Millones de pesos ($ dic 2017)					
	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
Tipo I	-	-	-	$ 530	-	$ 530
Tipo II	-	$ 732	$ 346	$ 2.826	$ 3.702	$ 7.608
TOTAL	-	**$ 732**	**$ 346**	**$ 3.357**	**$ 3.702**	**$ 8.138**

Tabla 1.5 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por categoría de activos

Categoría de activos (Resolución CREG 015/2018)	Cifras en Millones de pesos ($ dic 2017)		
	Tipo I	Tipo II	Total
1 Transformadores de potencia	-	-	-
2 Compensaciones	-	-	-
3 Bahías y Celdas	-	-	-
4 Equipos de control y comunicaciones	-	-	-

Categoría de activos (Resolución CREG 015/2018)	Cifras en Millones de pesos ($ dic 2017)		
	Tipo I	Tipo II	Total
5 Equipos de subestación	-	-	-
6 Otros activos subestación	-	-	-
7 Líneas aéreas	$ 530	$ 6.296	$ 6.826
8 Líneas subterráneas	-	-	-
9 Equipos de línea	-	$ 943	$ 943
10 Centro de Control	-	$ 26	$ 26
11 Transformadores de distribución	-	$ 30	$ 30
12 Redes de distribución	-	$ 313	$ 313
Total	**$ 530**	**$ 7.608**	**$ 8.138**

Tabla 1.6 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por nivel de tensión

Tipo de Inversión	Nivel de tensión Cifras en Millones de pesos ($ dic 2017)					
	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	TOTAL
Tipo I	-	-	$ 530	-	-	$ 530
Tipo II	$ 26	$ 343	$ 4.925	$ 2.314	-	$ 7.608
TOTAL	**$ 26**	**$ 343**	**$ 5.455**	**$ 2.314**	**-**	**$ 8.138**

1.9 Lista y descripción de los proyectos de inversión identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año

En las siguientes tablas se presenta la lista de proyectos propuestos para la atención de demanda, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año.

Tabla 1.7 Lista de proyectos de inversión Tipo I, valorados y priorizados por año

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	$Millones de pesos (diC2017)				
				2025	2026	2027	2028	2029
C214	Repotenciación de los circuitos urbanos de Aguazul (15265 y 15266) a 13,8 kV	2	Baja	-	-	-	$ 530	-
Total				**-**	**-**	**-**	**$ 530**	**-**

Tabla 1.8 Lista de proyectos de inversión Tipo II, valorados y priorizados por año

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	$Millones de pesos (diC2017)				
				2025	2026	2027	2028	2029
0113	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV	2	Alta	-	$ 732	-	-	-

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	$Millones de pesos (diC2017)				
				2025	2026	2027	2028	2029
0134	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV	2	Media	-	-	-	$ 187	-
0135	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV	2	Media	-	-	-	$ 391	-
0140	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto - Sabanalarga	2	Media	-	-	-	$ 1.518	-
0148	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV	2	Baja	-	-	-	-	$ 1.382
C113	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro)	2	Media	-	-	$ 346	-	-
C114	Normalización y ampliación de la cobertura en Yopal	2	Media	-	-	-	$ 730	-
N111	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV	3	Baja	-	-	-	-	$ 2.321
Total				**-**	**$ 732**	**$ 346**	**$ 2.827**	**$ 3.703**

1.9.1 Proyectos de Inversión Tipo I

A continuación, la descripción de los proyectos clasificados como tipo de inversión I.

Tabla 1.9 Resumen proyectos de inversión Tipo I

Código proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
C214	Repotenciación de los circuitos urbanos de Aguazul (15265 y 15266) a 13,8 kV, lo cual incluye el reemplazo del conductor por uno semiaislado de 266 kcmil en tramos de 1,1 y 2 km respectivamente.	2	2028	$ 530	Centro 2	85010

1.9.2 Proyectos de Inversión Tipo II

A continuación, la descripción de los proyectos clasificados como tipo de inversión II:

Tabla 1.10 Resumen proyectos de inversión Tipo II

Código proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
C113	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro). El proyecto en el sector La Guamalera, ubicado en la zona Centro	2	2027	$ 346	Centro 1	85001

Código proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
	1 del municipio de Yopal, contempla la instalación de 5 km de red a 13,8 kV, incluyendo los correspondientes elementos de corte y maniobra					
C114	El proyecto de normalización y ampliación de la cobertura en Yopal incluye la instalación de 4,5 km de red a 13,8 kV, junto con los elementos de corte y maniobra correspondientes.	2	2028	$ 729	Centro 1	85001
N111	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV de aprox. 21 km, en conductor ACSR 336 kcmil	3	2029	$ 2.320	Norte	85225
0113	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV de aprox. 5 km, en conductor semiaislado 2/0 AWG	2	2026	$ 732	Sur	85251
0134	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV de aprox. 1 km, en conductor semiaislado 2/0 AWG	2	2028	$ 187	Norte	85263
0135	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV de aprox. 1,7 km, en conductor semiaislado 2/0 AWG	2	2028	$ 391	Norte	85125
0140	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto – Sabanalarga, de aprox. 10 km, en conductor semiaislado 2/0 AWG	2	2028	$ 1.518	Sur	
0148	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV de aprox. 9 km, en conductor semiaislado 2/0 AWG	2	2029	$ 1.382	Centro 1	85001

1.10 Proyectos del plan asociados a los escenarios de crecimiento de la demanda

A continuación, los proyectos asociados con los escenarios de crecimiento de la demanda, identificando cuales de estos pueden ser adelantados en el evento de modificación o reajuste en las proyecciones de demanda.

Tabla 1.11 Proyectos de inversión asociados a los crecimientos de demanda

Código proyecto	Nombre Proyecto	Año entrada operación	Esc. Demanda		
			Min	Med	Max
C214	Repotenciación de los circuitos urbanos de Aguazul (15265 y 15266) a 13,8 kV	2028	2029	2028	2028
0113	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV	2027	2028	2027	2027
0134	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV	2028	2029	2028	2028

Código proyecto	Nombre Proyecto	Año entrada operación	Esc. Demanda		
			Min	Med	Max
0135	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV	2029	2030	2029	2029
0140	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto - Sabanalarga	2026	2027	2026	2026
0148	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV	2028	2029	2028	2028
C113	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro)	2028	2029	2028	2028
C114	Normalización y ampliación de la cobertura en Yopal	2028	2029	2028	2028
N111	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV	2029	2030	2029	2029

1.11 Costos estimados de AOM adicionales asociados con cada proyecto

La Resolución CREG 015 de 2018 considera en temas de AOM dos aspectos que resultan relevantes para ser considerados al momento de definir una política de gastos de AOM en distribución:

- Se da un tratamiento diferenciado a los activos existentes a diciembre de 2017 frente a los nuevos activos.
- Se definió una bolsa de ingreso por AOM con base en los montos de AOM demostrado en el periodo 2012 – 2016. Para el caso de la ENERCA, la empresa gastó en promedio para el periodo indicado $12.905 millones de pesos de diciembre de 2017 en AOM, los cuales no incluyen los recursos dedicados en AOM a la gestión de pérdidas. Este valor representa un porcentaje de gasto de AOM del 2,0 % respecto de la base regulatoria de activos inicial establecido en la Resolución CREG 086 de 2021, la cual alcanza un monto de $644.246 millones de pesos de diciembre de 2017.

Según lo revisado anteriormente y considerando que los proyectos Tipo I y Tipo II, están concebidos para atender nueva demanda pero que, al disponer de una metodología de ingreso regulado, los incrementos de demanda no implicarán un incremento para los costos y gastos de AOM, el objetivo de la empresa será tratar de alcanzar la eficiencia en sus gastos procurando ajustarse al monto remunerado por el regulador. A diciembre de 2023, la empresa tiene un AOM de la actividad de distribución de $26.470 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes al 4,1% de la base de regulatoria de activos) y lo remunerado por la CREG es aproximadamente $12.905 millones de pesos de diciembre de 2017, por tanto, el objetivo es disminuir un 2.1% de gastos de AOM en un lapso de cinco años. Esto es equivalente a reducir sus gastos de AOM a menos de la mitad, de lo actualmente gastado.

Este es un beneficio económico para el usuario en la medida en que los costos incurridos deben disminuirse, pero esta disminución de costos el regulador ya se la trasladó al usuario, por lo cual la misma no se incluye dentro de las evaluaciones económicas para este tipo de proyectos y se ha supuesto en las evaluaciones económicas para los proyectos Tipo I que no hay un incremento de costos de AOM, sin embargo este supuesto de hecho implica una disminución en la tarifa de AOM dada por la relación del AOM por unidad de energía, esta reducción del AOM si se puede trasladar a la evaluación como un beneficio.

Los proyectos Tipo II involucran la atención de nueva demanda con activos nuevos. La Resolución CREG 015 2018, establece sobre la base de la valoración de los activos con unidades constructivas de la misma Resolución, un porcentaje del 2% para los activos de los niveles de tensión 4 y 3 y del 4% para los activos de los niveles de tensión 2 y 1.

Así las cosas, los niveles de gasto previsto deben ajustarse a los porcentajes remunerados, esto es para los proyectos de nivel de tensión 4 y 3, el AOM Gastado debe reducirse a la mitad y para los proyectos de nivel de tensión 2 y 1, Tipo II el AOM promedio debe reducirse de un 4.1% a un 4% (un 2.43%).

1.12 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II

En la siguiente tabla, se presenta el costo estimado de AOM asociado con los proyectos de inversión Tipo II, donde los costos totales estimados son de aproximadamente $1.205 millones de pesos de diciembre de 2017.

Tabla 1.12 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Costo Anual AOM Millones $ (dic2017)
0113	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV	2	2027	57
0134	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV	2	2028	121
0135	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV	3	2029	335
0140	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto - Sabanalarga	2	2026	120
0148	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV	2	2028	31
C113	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro)	2	2028	65
C114	Normalización y ampliación de la cobertura en Yopal	2	2028	250
N111	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV	2	2029	227

1.13 Identificación, descripción y valoraciones asociadas al cumplimiento de los Planes de Ordenamiento Territorial

En el presente Plan de Inversiones no se requieren obras para el cumplimiento de los planes de ordenamiento territorial.

1.14 Activos N4 con concepto UPME

A la fecha de elaboración de este documento, ENERCA se encuentra en trámite frente a la UPME de la aprobación, entre otros los siguientes proyectos de Nivel de Tensión 4:

- Construcción de la subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 kV con capacidad de transformación de 25 MVA
- Construcción de un segundo circuito Yopal – Yopalosa 115 kV, con una extensión aproximada de 32 km.
- Construcción de un segundo circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV, con una extensión aproximada de 55 km.
- Instalación de un capacitor en la subestación Aguaclara con una capacidad de 50 MVAR.

En el Anexo C se adjunta las comunicaciones soportes de la gestión ante la UPME.

Capítulo 2 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (Tipo III)

2.1 Metodología empleada para la determinación de las inversiones

La metodología general aplicada para la definición de los proyectos de inversión Tipo III fue la siguiente:

i. Se categorizan los activos de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015/2018.

ii. Se realiza el perfil de antigüedad de los activos de acuerdo con las directrices del numeral 4.1.3.1.5.2 de la Circular CREG 029 de 2018.

iii. Se tuvo en cuenta el análisis de criticidad de las subestaciones de ENERCA la cual define la prioridad de las subestaciones de acuerdo con criterios como: número de usuarios, autonomía en la prestación del servicio, condiciones de ingreso área de trabajo, tamaño de la subestación en función de los activos que posee, vida útil de equipos, capacidad instalada y nivel de tensión.

iv. Se realiza el análisis de riesgo para las categorías de activos, identificando el impacto y la probabilidad de falla de cada uno, asociados con la antigüedad del activo, estado del activo y los históricos de falla para aquellos que se dispone información.

v. Se prioriza la reposición de aquellos equipos ubicados en una zona de riesgo más alta en el análisis de riesgo y los cuales ya han culminado su vida útil regulatoria.

vi. Se realizan las propuestas de acuerdo con los activos priorizados, los cuales fueron validados por el personal de la empresa a cargo del mantenimiento y operación.

La información requerida para el planteamiento de los proyectos fue:

- Antigüedad de los activos de ENERCA según categorías.
- Capacidad de las subestaciones de ENERCA.
- Cargabilidad de las líneas de ENERCA.
- Información histórica de calidad del servicio y tasa de fallas disponibles.

Se emplearon los siguientes supuestos:

- Los valores de inversión realizados por la empresa son compatibles con los precios de la Resolución CREG 015 de 2015.

- Para transformadores de nivel de tensión 1 se ha empleado una tasa de reposición corresponde a 530 transformadores por año, sustentado a partir de la tasa de falla de transformadores de distribución de los últimos años.

Los criterios de identificación de las alternativas fueron:

- Las alternativas deben mejorar o solucionar la condición de riesgo actualmente identificada.
- Las alternativas deben ser ejecutables en el momento requerido.

Las principales variables empleadas para el análisis de las alternativas fueron:

- Antigüedad de los activos
- Probabilidad de falla asociado a la antigüedad del equipo
- Impacto en el sistema causado por falla del activo
- Vencimiento de la vida útil de los activos.

Los criterios de priorización de los proyectos fueron los siguientes:

- Proyectos asociados a activos con mayor riesgo de falla correlacionado.
- Proyectos asociados a activos donde su análisis de riesgo está ubicado en zonas más altas de riesgo

Con base en los anteriores criterios se identifican los proyectos que entrarían al análisis beneficio/costo y que fueron clasificados como tipo III.

2.2 Perfil de antigüedad por categoría de activos

El perfil de antigüedad de los activos de ENERCA se presenta en el capítulo 6 del Documento Diagnóstico del Sistema ENERCA, en donde se realiza la clasificación por cantidades y valoración de los activos.

Del análisis del perfil de antigüedad, se identificaron hallazgos significativos en las categorías cuatro y diez. En la categoría cuatro, se requiere el reemplazo de 35 unidades constructivas, principalmente compuestas por equipos de medición y unidades de calidad de potencia. En cuanto a la categoría diez, es necesario reemplazar cinco unidades constructivas, incluyendo el centro de control, cuya modernización está programada para el año 2027.

2.3 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo desarrollado tiene como objetivo evaluar el riesgo de falla de los activos de ENERCA, en cada una de las categorías de activos establecidas por la CREG. En general para todos los activos de la empresa se aplica la identificación del riesgo que se describe en la siguiente tabla:

Tabla 2.1 Identificación del riesgo

Riesgo identificado: Falla en los activos de ENERCA que afecten la prestación del servicio de energía a los usuarios atendidos por la empresa.
Descripción del riesgo: Falla en la infraestructura causada por el mal estado, por la antigüedad, obsolescencia, mala operación o falta de equipos de respaldo, que en el evento de ocurrencia afecte la prestación del servicio de energía a los usuarios atendidos por ENERCA.
Causas: - Obsolescencia de la infraestructura - Mal funcionamiento de la infraestructura por falta de mantenimiento - Mal funcionamiento de la infraestructura por desgaste dada su antigüedad
Consecuencias: - Afectación negativa de los indicadores de calidad del servicio - Suspensión del servicio de energía a los usuarios atendidos - Reponer el equipo de emergencia que cause sobre costos - Sobrecargar elementos de la zona

Se analizó el riesgo de falla de los activos de la empresa por categoría de activo, evaluando el impacto y la probabilidad de ocurrencia del riesgo (la falla), con el objetivo de clasificar este riesgo y estimar su nivel. Para esto, se tuvo en cuenta la información para cada una de las categorías de activos aportada por ENERCA, con el fin de realizar una evaluación objetiva que tuviera en cuenta de forma particular el riesgo en cada una de las diferentes categorías.

La probabilidad de ocurrencia se refiere a la posibilidad de que fuentes potenciales de riesgos lleguen realmente a materializarse. Se consideró la probabilidad en términos de una serie de resultados usando las siguientes categorías:

Tabla 2.2 Probabilidad de ocurrencia del riesgo

Nivel	Descripción	Definición
1	Raro	Tiene una probabilidad de ocurrencia del 10% o menos
2	Improbable	Tiene una probabilidad de ocurrencia de entre el 10% y el 30%
3	Posible	Tiene una probabilidad de ocurrencia de entre el 30% y el 50%
4	Probable	Tiene una probabilidad de ocurrencia de entre el 50% y el 75%
5	Casi seguro	Tiene una probabilidad de ocurrencia mayor al 75%

El impacto se refiere a las consecuencias que puede ocasionar a ENERCA la materialización de los riesgos identificados. Se consideró el impacto en los siguientes términos:

Tabla 2.3 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	Si el hecho llegara a presentarse, tendría consecuencias o efectos mínimos sobre la entidad
2	Menor	Si el hecho llegara a presentarse, tendría bajo impacto o efecto sobre la entidad
3	Moderado	Si el hecho llegara a presentarse, tendría medianas consecuencias o efectos sobre la entidad
4	Mayor	Si el hecho llegara a presentarse, tendría altas consecuencias o efectos sobre la entidad

Nivel	Descriptor	Criterio
5	Catastrófico	Si el hecho llegara a presentarse, tendría desastrosas consecuencias o efectos sobre la entidad

Fuente: (Departamento Administrativo para la Función Pública, 2011)

Para cada ejercicio en particular se realizó una escala adaptada a la información de los activos con el fin de lograr la evaluación del riesgo en impacto y probabilidad, de acuerdo con una variable numérica en los casos que sea posible, y con esto, lograr una medición de estos dos aspectos de una manera objetiva. Una vez valorado la probabilidad y el impacto del riesgo, se realizó la calificación de este, con la siguiente matriz de riesgo:

Tabla 2.4 Matriz de riesgo

PROBABILIDAD	IMPACTO				
	Insignificante (1)	Menor (2)	Moderado (3)	Mayor (4)	Catastrófico (5)
Raro (1)	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Medio
Improbable (2)	Bajo	Bajo	Medio	Medio	Alto
Posible (3)	Bajo	Medio	Medio	Alto	Muy Alto
Probable (4)	Medio	Alto	Alto	Muy Alto	Muy Alto
Casi seguro (5)	Medio	Alto	Alto	Muy Alto	Muy Alto
Zona de riesgo bajo: Asumir el riesgo. Niveles de riesgo que se consideran aceptables para ENERCA, un riesgo clasificado en el nivel bajo se considera que se encuentra controlado					
Zona de riesgo medio: Asumir el riesgo, reducir el riesgo. Niveles de riesgos que se consideran controlables, deben ser mitigados con la definición de un plan para manejar el riesgo, asegurando controles y el tiempo de acción debe ser definido dentro del año siguiente al análisis efectuado					
Zona de riesgo alta: Reducir el riesgo, evitar, compartir o transferir. Niveles de riesgo cuya probabilidad y/o impacto son considerados inadecuados para ENERCA, deben tomarse medidas para reducir el riesgo residual revisando disponibilidad de recursos y relación costo-beneficio de la posible solución; estos planes de acción deben ser liderados por el proceso que tiene la actividad riesgosa					
Zona de riesgo muy alta: Reducir el riesgo, evitar, compartir o transferir. Niveles de riesgo cuyos impactos son considerados inaceptables para ENERCA y por ello se debe buscar una solución inmediata para llevar el riesgo a un nivel tolerable					

Fuente: Consultor

Al final de la categorización de cada uno de los activos en su zona de riesgo correspondiente, se presenta un cuadro resumen donde se presentan algunas posibles acciones de mitigación para los activos ubicados en las zonas de riesgo más altas.

2.3.1 Categoría 1 – Transformadores de potencia

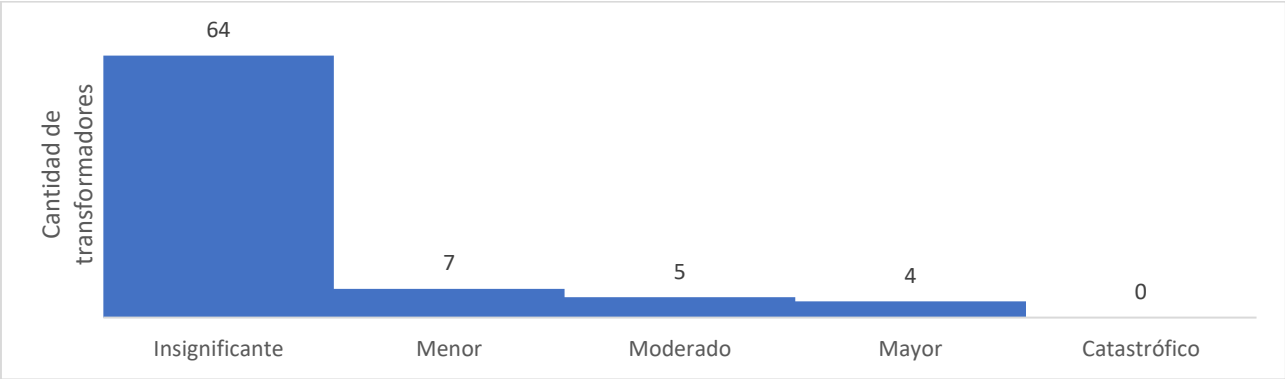
Para los transformadores de potencia del sistema de ENERCA que se ubican en la categoría 1, se calculó la demanda atendida de cada transformador teniendo en cuenta su capacidad y su cargabilidad máxima, y se utilizó esta demanda como criterio para analizar el impacto del riesgo. Una vez calculado este dato para cada uno de los transformadores, se asigna una ponderación y se clasifican teniendo en cuenta el criterio presentado en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 1

Nivel	Impacto	Capacidad
1	Insignificante	0 a 1 MW
2	Menor	2 a 5 MW
3	Moderado	6 a 15 MW
4	Mayor	16 a 30 MW
5	Catastrófico	Mayor a 30 MW

Teniendo en cuenta estos criterios, se evalúa el impacto y se clasifican los transformadores en los cinco criterios mencionados como se ve en la siguiente figura:

Figura 2.1 Clasificación de los transformadores de potencia por impacto de falla



Se consideró la antigüedad real de cada transformador y su obsolescencia, según el diagnóstico presentado, como criterios para la asignación de la probabilidad. En dicho diagnóstico, se recomendó aumentar la capacidad de transformación, ya sea en estas subestaciones o en subestaciones cercanas, para aliviar la carga de los transformadores de Nunchía, Atalayas, Palosolo, Únete, Pirichigua, Miralindo y Tocaría, así como mantener hacer seguimiento al transformador de Morichal.

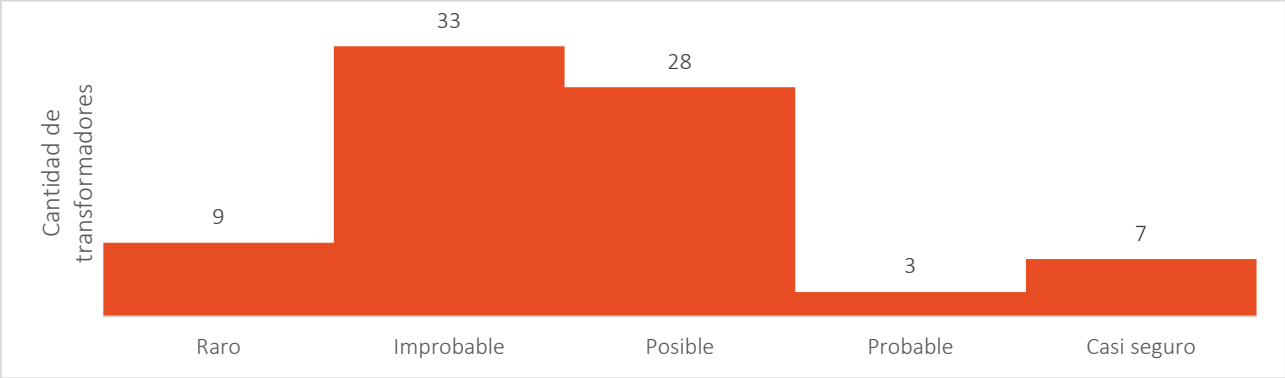
De acuerdo con las condiciones analizadas, se establece el criterio para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla de la siguiente manera:

Tabla 2.6 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo

Nivel	Descripción	Criterio antigüedad	Criterio cargabilidad
1	Raro	Uno a 5 años	Hasta 20%
2	Improbable	6 a 10 años	20% a 60%
3	Posible	11 a 15 años	60% a 80%
4	Probable	16 a 35 años	80% a 99%
5	Casi seguro	Más de 35 años	Más de 99%

Aplicando los criterios de valoración para la probabilidad de ocurrencia del riesgo de falla en los transformadores de potencia, se obtienen los siguientes resultados:

Figura 2.2 Clasificación de los transformadores de potencia en Probabilidad de falla



Finalmente, al evaluar el impacto y la probabilidad, teniendo en cuenta la matriz de riesgo planteada, se ubica cada uno de los transformadores en su zona de riesgo como se observa en la Tabla 2.7, adicionalmente se presentan las acciones propuestas, como parte del plan de mitigación del riesgo para los transformadores en zona de riesgo muy alto y alto. Con la implementación de estas acciones se espera la disminución del impacto o la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 2.7 Acciones de mitigación de riesgo en Transformadores de Potencia

Subestación	IUA	Relación de transformación	Riesgo	Causas	Posible Mitigación	Riesgo Residual
VILLANUEVA	10006000K000	34.5/13.2	Medio	Debido a la demanda que atiende, la cual lo posiciona con un impacto moderado, y sumado a su antigüedad y capacidad de carga, se considera como una opción posible.	Realizar la normalización de la subestación permite la renovación tecnológica de los activos del sistema, disminuyendo la probabilidad de fallas	Bajo
HEROES	100070001000	34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es moderado y la antigüedad y cargabilidad	Instalación de aproximadamente 10 km de cable de fibra óptica para la interconexión de las subestaciones 34,5/13,2 kV Ciudadela y Héroes con el Centro de Control ENERCA, mejorando la calidad y la confiabilidad del servicio, y disminuyendo la probabilidad de fallas	Bajo
MONTERREY	10009000B000	34.5/13.2	Alto	Debido a la carga del transformador que es ya mayor al 80%	Construcción nueva SE Monterrey 34,5/13,8 kV con capacidad de 10 MVA	Medio
YOPAL	100140001000	115/34.5/13.2	Alto	Debido al alto impacto por la demanda atendida desde este transformador y la antigüedad	Reposición del Transformador trifásico 115/34.5/13.2 kV de 40 MVA de la Subestación Yopal por uno de capacidad de 50 MVA	Medio
YOPAL	100140002000	115/34.5/13.2	Medio	Debido al alto impacto por la demanda atendida desde este transformador	Construcción de nuevos circuitos de 34,5kV que permitirán respaldo a las cargas atendidas por Yopal disminuyendo el impacto	Bajo

Subestación	IUA	Relación de transformación	Riesgo	Causas	Posible Mitigación	Riesgo Residual
MANÍ	10018000C000	34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es menor y la cargabilidad que lo posiciona como posible	Nueva subestación Santa Elena de Cusiva 34,5/13,2 Kv y nuevo circuito 34,5 kV: Maní -Santa Elena delo Cusiva - Santa María prestando respaldo a las cargas atendidas desde Maní, disminuyendo el impacto	Bajo
NUNCHIA	10020000B000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado y es un transformador antiguo	Construcción de un nuevo circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV de aproximadamente 21 km, y bolsa de proyectos de reconectadores en N2 que permiten suplencias desde subestaciones cercanas, disminuyendo el impacto	Bajo
PORE	10023000D000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador tiene una carga mayor al 80%	Construcción de una nueva subestación 34,5/13,2kV	Bajo
PAZ DE ARIPORO	10026000 2000	115/34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es moderado y la antigüedad	Instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Paz de Ariporo con una capacidad de 15/10/5 MVA.	Bajo
HATO COROZAL	10031000 1000	34.5/13.2	Medio	Debido a que la cargabilidad está mayor a 90% y tiene una antigüedad que lo posicionan como probable	Construcción de una nueva subestación 34,5/13,2kV	Bajo
CIUDADELA	10034000 2000	34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es moderado y la antigüedad y cargabilidad que lo ubican como posible	Instalación de un segundo transformador 34,5/13,2 kV en la subestación Ciudadela, con una capacidad de 12,5 MVA	Bajo
ATALAYA	10048000 8000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Reemplazo de transformadores con capacidad mayor ubicados en otras subestaciones*	Bajo
PALOSOLO	10049000 5000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Reemplazo de transformadores con capacidad mayor ubicados en otras subestaciones*	Bajo
UNETE	10050000 8000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Nuevo Circuito 34,5 kV Aguazul, Únete y Cupiagua	Bajo
EL GUAMAL	10064000 1000	34.5/13.2	Alto	Debido a la combinación entre la antigüedad del transformador y que el impacto de la demanda que atiende es mayor	Bolsa de proyectos de reconectadores en N2 que permiten suplencias desde subestaciones cercanas, disminuyendo el impacto	Medio

Subestación	IUA	Relación de transformación	Riesgo	Causas	Posible Mitigación	Riesgo Residual
TAURAMENA	10066000C000	34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es menor y la cargabilidad que lo posiciona como posible	Construcción subestación nueva Tauramena 34,5/13,2kV con instalación de un segundo transformador 34,5/13,2 kV con una capacidad de 5 MVA, y ampliación de los circuitos 34,5 y 13,2 kV desde la subestación Aguazul hasta la subestación Tauramena, y construcción nuevo anillo Tauramena urbano 13,8 kV	Bajo
OROCUÉ	10068000F000	34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que es menor y la cargabilidad que lo posiciona como posible	Bolsa de proyectos de reconectadores en N2 que permiten suplencias desde subestaciones cercanas, disminuyendo el impacto	Bajo
BARRANCA DE UPIA	100690006000	34.5/13.2	Medio	Debido a que la cargabilidad está mayor a 90% y tiene una antigüedad que lo posiciona como probable, aunque tenga un impacto insignificante	Instalación de la protección diferencial de Barra en la Subestación Yopal 115 kV	Bajo
PIRICHIGUA	100700007000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Construcción circuito Independencia Pellizco-Pirichigua 13,8 kV para deslastrar cargas	Bajo
MIROLINDO	81866	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Bolsa de proyectos de reconectadores en N2 que permiten suplencias desde subestaciones cercanas, disminuyendo el impacto	Bajo
AGUAZUL 115 kV	100780001000	115/34.5/13.2	Medio	Debido a la combinación entre el impacto que se clasifica como moderado y la cargabilidad y la antigüedad que lo ubican como posible	Instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Aguazul con una capacidad de 25/15/10 MVA.	Bajo
TOCARIA	100790001000	34.5/13.2	Medio	Debido a que el transformador ya se encuentra sobrecargado	Reemplazo de transformadores con capacidad mayor ubicados en otras subestaciones*	Bajo
AGUACLARA 115 kV	100830001000	115/34.5/13.2	Alto	Debido a la combinación entre el impacto que se clasifica como mayor y la cargabilidad y la antigüedad que lo ubican como posible	instalación de un segundo transformador 115/34,5 kV en la subestación Aguaclara, con una capacidad de 25 MVA	Medio

2.3.2 Categoría 3 – Bahías y celdas

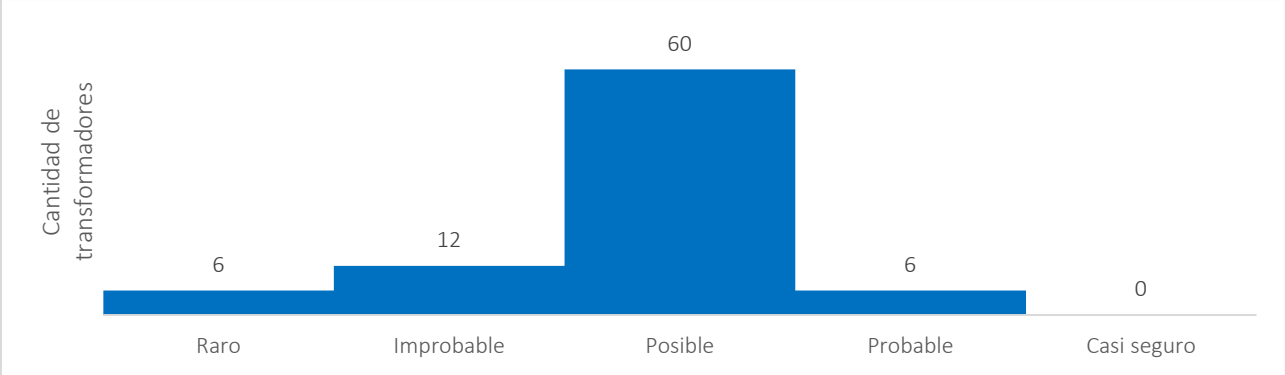
Para el análisis de riesgo de los activos de la categoría tres, se consideraron tres factores para evaluar la probabilidad: antigüedad, cargabilidad y nivel de cortocircuito de celdas y bahías. Además, se tomaron en cuenta las siguientes particularidades:

- **Antigüedad:** tomada como los años de la celda o bahía desde su entrada en operación hasta el año 2024, sobre el valor de la vida útil regulatoria de su unidad constructiva reportada en el inventario de activos.
- **Cargabilidad:** para celdas y bahías con conexión al transformador se utiliza la cargabilidad del transformador ya sea por condiciones estándar o durante la utilización de esquemas suplementarios o en condiciones de contingencia. Por otra parte, para celdas y bahías de línea se utiliza el rango de carga.
- **Nivel de cortocircuito:** se utiliza el porcentaje de cortocircuito reportado en el diagnóstico para la subestación en donde se encuentra instalado el activo.

Una vez se obtienen los tres valores ya mencionados para cada uno de los activos, se ponderan para obtener un único valor teniendo en cuenta los siguientes porcentajes: antigüedad (20%), cargabilidad (60%), corriente de cortocircuito (20%).

Dado este criterio, cada uno de los activos de esta categoría fue evaluado, logrando su categorización en cada uno de los niveles de probabilidad establecidos. En la Figura 2.3 se presenta un resumen de la valoración de la probabilidad de falla de las bahías y celdas.

Figura 2.3 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en bahías y celdas



Por otro lado, para la evaluación del impacto sobre estos activos, se consideraron dos criterios diferentes para las bahías de transformador y de línea, como se ve a continuación:

2.3.2.1 Bahías y celdas diferentes a líneas

En este grupo de activos se encuentran, las bahías de transformador, bahías de acople, celdas de medida, de interconexión y de llegada de transformador. Para este tipo de activos, el impacto se evaluó utilizando la demanda atendida por la subestación donde se encuentra ubicado el activo, teniendo en cuenta que una falla sobre un interruptor afecta el total de la demanda de la subestación.

Tabla 2.8 Criterios para la evaluación del impacto bahías y celdas diferentes a líneas

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 5 MVA
2	Menor	6 a 10 MVA
3	Moderado	11 a 20 MVA
4	Mayor	21 a 30 MVA
5	Catastrófico	Mayor a 30 MVA

Con el criterio anteriormente establecido se realiza la categorización de cada uno de los activos de este grupo en análisis. Dado que la clasificación se realiza tomando la demanda atendida por cada una de las subestaciones, todos los activos de la misma subestación tendrán la misma valoración del impacto, como se muestra en la Tabla 2.9:

Tabla 2.9 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas diferentes a líneas

Impacto	Cantidad de Bahías y Celdas
Insignificante	3
Menor	9
Moderado	4
Mayor	13

Finalmente, con la evaluación del impacto y probabilidad de la ocurrencia de falla para cada uno de los activos analizados, se obtiene la clasificación de la zona de riesgo, encontrando que 2 unidades constructivas se encuentran en riesgo muy alto, 11 en riesgo alto, 11 en riesgo medio y 5 en riesgo bajo. A continuación, se presentan los activos ubicados en riesgo alto y muy alto:

Tabla 2.10 Evaluación del riesgo de celdas y bahías diferentes a líneas catalogados en riesgo muy alto

IUA	IUS	SE	UC	Descripción	Riesgo	Motivo	Controles	Riesgo Residual
100140004000	0083	AGUACLARA 115 kV	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Alto	Dado que se trata de una bahía de línea de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.	Reposición del tren de celdas de la subestación Mantenimiento y controles periódicos a las bahías de N4	Medio
100140008000	0083		N2S10	Celda de Llegada de transformador - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Alto	Dado que se trata de una bahía de línea de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.		Medio
100140038000	0083		N4S2	Bahía De Transformador - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Debido a que la antigüedad está por encima de los 30 años, ubicándolo como probable		Medio
10014003E000	0083		N3S12	Celda de Transformador o Acople - Subestación Tipo Metalclad	Alto	Debido a que la antigüedad está por encima de los 30 años, ubicándolo como probable		Medio
10014003Q000	0014	YOPAL	N2S12	Celda de Medida o Auxiliares - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Muy Alto	Debido a que la antigüedad está por encima de los 30 años, ubicándolo como probable		Alto
10014000N000	0014		N4S17	Bahía De Maniobra - (Acople - Transferencia o Seccionamiento) - Tipo Convencional	Alto	Dado que se trata de una bahía de transformador de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.		Medio
10014000R000	0014		N2S11	Celda de Interconexión o de Acople - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Alto	Dado que se trata de una bahía de transformador de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.		Medio
100140013000	0014		N2S10	Celda de Llegada de transformador - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Muy Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Alto
100140016000	0014		N4S2	Bahía de Transformador - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio
10014001O000	0014		N4S2	Bahía de Transformador - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio
10083001T000	0014		N3S12	Celda de Transformador o Acople - Subestación Tipo Metalclad	Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio
10083000G000	0014		N3S12	Celda de Transformador o Acople - Subestación Tipo Metalclad	Alto	Dado que se trata de una bahía de transformador de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.		Medio
10083000R000	0014		N3S12	Celda de Transformador o Acople - Subestación Tipo Metalclad	Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio

2.3.2.2 Bahías y celdas de línea

Para las celdas y bahías de línea, en las cuales la línea tiene asociada una demanda, el criterio utilizado para la evaluación del impacto fue la demanda atendida por cada circuito tomando la información de las proyecciones de demanda para el año 2023 que se consignaron en el Diagnóstico, el criterio se resume en la Tabla 2.11.

Tabla 2.11 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en bahías y celdas de línea N3/N2

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 1 MW
2	Menor	2 a 5 MW
3	Moderado	6 a 10 MW
4	Mayor	11 a 15 MW
5	Catastrófico	Mayor a 15 MW

En la Tabla 2.12 se puede observar la clasificación del impacto de las unidades constructivas de nivel de tensión 2 y 3.

Tabla 2.12 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas de línea N3/N2

Impacto	Cantidad UC Nivel 2	Cantidad UC Nivel 3	Cantidad UC Nivel 4
Insignificante	7	16	6
Menor	12	1	2
Moderado	2	0	8
Mayor	0	0	1
Catastrófico	0	0	0

Se categorizó cada uno de los activos en su respectiva zona de riesgo, obteniendo los siguientes resultados:

Tabla 2.13 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea N3/N2

Impacto	Cantidad UC Nivel 2	Cantidad UC Nivel 3	Cantidad UC Nivel 4
Bajo	8	16	8
Medio	11	1	6
Alto	2	0	3
Muy Alto	0	0	0

Tabla 2.14 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea – Muy Alto y Alto

IUA	IUS	Nombre SE	UC	Descripción	Riesgo	Motivo	Controles	Riesgo Residual
10014005E000	0026	PAZ DE ARIPORO	N4S1	Bahía de Línea - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Debido a que la antigüedad está por encima de los 30 años, ubicándolo como probable y la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad	2do circuito Yopalosa – Paz de Ariporo. Mantenimiento y controles periódicos a las bahías de N4	Medio
10014000V000	0014	YOPAL	N4S1	Bahía de Línea - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Dado que se trata de una bahía de línea de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.	Cambio de interruptor en una de las bahías, cambio de seccionadores en 4 de las bahías, implementación de la protección diferencial de Barra en la Subestación Mantenimiento y controles periódicos a las bahías de N4	Medio
10014002Y000	0014		N4S1	Bahía de Línea - Configuración Barra Sencilla - Tipo Convencional	Alto	Debido a que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio
10026000300	0014		N2S29	Celda de Salida De Circuito - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Alto	Dado que se trata de una bahía de línea de nivel de tensión 4, el funcionamiento de la línea es crucial para numerosas subestaciones que dependen de ella, y por ende se asocia a un valor grande de demanda.		Medio
10083001X000	0014		N2S29	Celda de Salida De Circuito - Barra Sencilla - Subestación Metalclad	Alto	Debido a la cargabilidad del transformador y que la celda hace parte de una de las subestaciones con mayor capacidad		Medio

2.3.3 Categoría 4 – Equipos de control y comunicaciones

Los activos de la categoría 4 cuentan con una vida útil regulatoria de diez años, debido a que la tecnología utilizada en estos sistemas avanza de manera acelerada, requiriendo de actualización en el mediano plazo, exigida por la regulación.

Como se indicó en el perfil de antigüedad de esta categoría, se observa que 35 unidades constructivas de estos activos han superado su vida útil regulatoria, los cuales corresponden principalmente a equipos de medida, equipamiento del centro de control de las subestaciones y unidades de la calidad de potencia. En la Tabla 2.15 se resumen las unidades constructivas candidatas a reposición.

Tabla 2.15 Activos por subestación y nivel de tensión Categoría 4

Ubicación	UC	Tipo de equipo	Cantidad	Antigüedad real
PAZ DE ARIPORO	N4S45	Sistema de control de la subestación	1	32
SAN ANTONIO	N4S45	Sistema de control de la subestación	1	34
LÍNEA (0039)	N2EQ10	Equipo de medida	1	34
LÍNEA (0040)	N2EQ10	Equipo de medida	1	20
LÍNEA (0041)	N2EQ10	Equipo de medida	1	27
LÍNEA (0042)	N2EQ10	Equipo de medida	1	26
LÍNEA (0043)	N2EQ10	Equipo de medida	1	33
LÍNEA (0062)	N2EQ10	Equipo de medida	1	33
LÍNEA (0070)	N2EQ10	Equipo de medida	1	33
LÍNEA (0091)	N2EQ10	Equipo de medida	1	33
LÍNEA (0092)	N2EQ10	Equipo de medida	1	23
SAN ANTONIO	N4EQ7	Enlace de fibra óptica	1	34
SAN ANTONIO	N4EQ6	Enlace de comunicaciones microondas	1	34
SAN ANTONIO	N4EQ12	Gateway de comunicaciones	1	34
SAN ANTONIO	N4EQ11	Unidad terminal remota	1	34
SAN ANTONIO	N4EQ10	Interface de usuario (IHM)	1	34
SAN ANTONIO	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia	2	18
YOPAL	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia	3	18
YOPAL	N3EQ14	Unidad de calidad de potencia	1	34
YOPAL	N2EQ34	Unidad de calidad de potencia	6	35
PAZ DE ARIPORO	N2EQ34	Unidad de calidad de potencia	3	18
PAZ DE ARIPORO	N4EQ4	Unidad de calidad de potencia	1	32
PAZ DE ARIPORO	N3EQ14	Unidad de calidad de potencia	3	18

No se realiza análisis de riesgo para esta categoría de activos teniendo en cuenta la obligación que tiene el Operador de Red en reponer este tipo de activos.

2.3.4 Categoría 5 – Equipos de subestaciones

No se considera necesario la realización de un análisis de riesgo para esta categoría de activos dado que todos estos se encuentran dentro de la vida útil regulatoria, sus condiciones y desempeño presentado son adecuados.

2.3.5 Categoría 6 – Otros equipos de subestaciones

Para la categoría de activos 6, correspondiente a las UC clasificadas como "Otros activos de Subestaciones" y la cual contiene, módulos comunes, casas de control de las subestaciones, módulos de barraje y ductos de barras. En el ejercicio de análisis de riesgo, se tomó como variable para la medición de la probabilidad de falla de estos activos, la antigüedad. En la siguiente tabla se presenta la escala para la valoración de la probabilidad:

Tabla 2.16 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Raro	1 a 10 años
2	Improbable	11 a 20 años
3	Posible	21 a 30 años
4	Probable	31 a 45 años
5	Casi seguro	más de 45 años

Tabla 2.17 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6

Probabilidad	Módulo Común	Ducto de barras	Módulo de barraje	Casa de control	Cables
Raro	6	2	6	3	1
Improbable	2	2	2	2	0
Posible	1	1	0	1	0
Probable	2	2	2	3	0
Casi seguro	0	0	0	0	0

Por otro lado, para la valoración del impacto se emplea como variable la capacidad de la subestación donde se encuentra ubicado el activo y cuya escala para su valoración se presenta a continuación:

Tabla 2.18 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 6

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 10 MVA
2	Menor	11 a 20 MVA
3	Moderado	21 a 30 MVA
4	Mayor	31 a 45 MVA
5	Catastrófico	Mayor de 45 MVA

Tabla 2.19 Impacto sobre los equipos de la categoría 6

Impacto	Módulo Común	Ducto de barras	Módulo de barraje	Casa de control	Cables
Insignificante	8	3	7	6	1
Menor	1	1	1	1	0
Moderado	1	1	1	1	0
Mayor	0	0	0	0	0
Catastrófico	1	2	1	1	0

Al evaluar el riesgo de los activos considerando el impacto y la probabilidad ya mencionados, se obtiene que todos los activos de la categoría se clasifican con riesgo bajo o medio como se puede ver en la Tabla 2.20.

Tabla 2.20 Resultados de análisis de riesgo categoría 6

Riesgo	Módulo Común	Ducto de barras	Módulo de barraje	Casa de control	Cables
Bajo	7	3	6	5	1
Medio	4	3	4	3	0
Alto	0	0	0	0	0
Muy alto	0	1	0	1	0

Las unidades constructivas que se ubican en riesgo muy alto corresponden a equipos de la subestación Yopal donde se prevén varias obras que podrán mitigar la probabilidad de falla tal como la repotenciación de uno de sus transformadores, el cambio de interruptor en una de las bahías, cambio de seccionadores en 4 de las bahías, implementación de la protección diferencial de Barra en la Subestación, la implementación de teleprotección Línea Yopal a Aguazul, la instalación de más pórticos en la subestación Yopal con su respectivo equipamiento.

2.3.6 Categoría 7 y 8 – Líneas aéreas y subterráneas

Con respecto a los activos correspondientes a líneas aéreas y subterráneas del nivel de tensión 2 y 3, la evaluación del riesgo se realizó mediante la medición del impacto y la probabilidad de falla en cada uno de los circuitos.

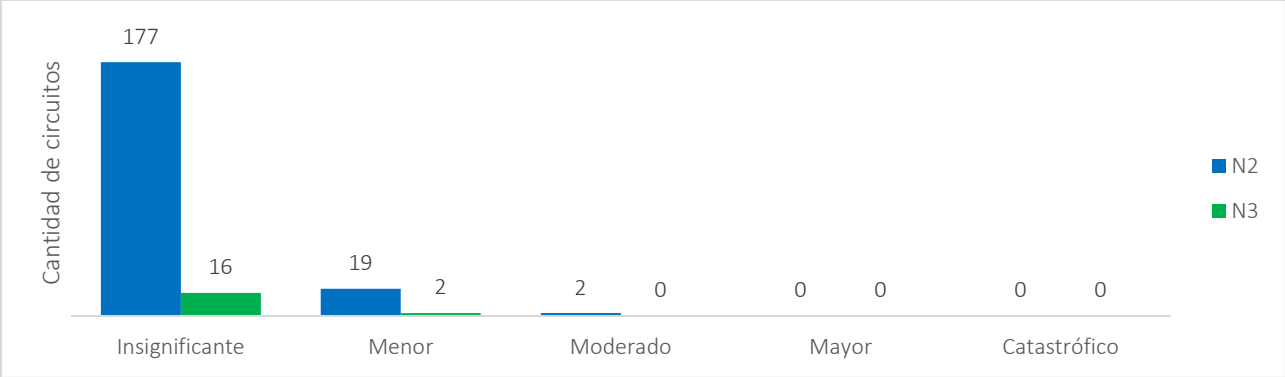
El criterio utilizado para la valoración del impacto de las fallas sobre las líneas fue la demanda de cada uno de los circuitos proyectadas para el año 2023. La escala para esta valoración se presenta en detalle en la siguiente tabla.

Tabla 2.21 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 7 y 8

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	Menos de 2 MW
2	Menor	2 a 4 MW
3	Moderado	5 a 6 MW
4	Mayor	7 a 8 MW
5	Catastrófico	Mayor a 8 MW

En total, se evaluaron 216 circuitos en los niveles de tensión 2 y 3. En la Figura 2.4 se presentan los totales por nivel de tensión en cada una de las clasificaciones de la escala del impacto, tomando como fuente de información los datos de demanda proyectados para el año 2023.

Figura 2.4 Valoración del impacto para las líneas de nivel de tensión 2 y 3

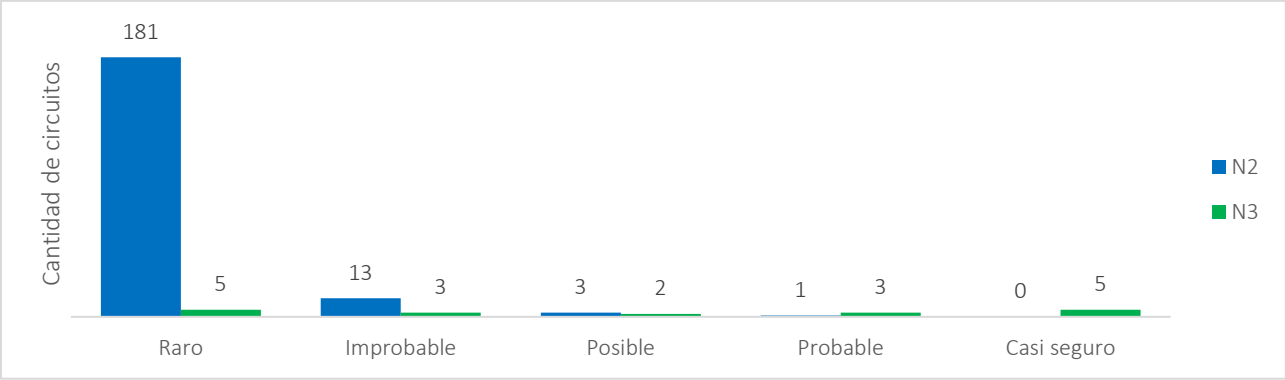


Por otra parte, lo correspondiente a la probabilidad de falla se valoró teniendo en cuenta la cantidad de fallas reportadas por circuitos para el año 2023 haciendo uso de la siguiente escala:

Tabla 2.22 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 7 y 8

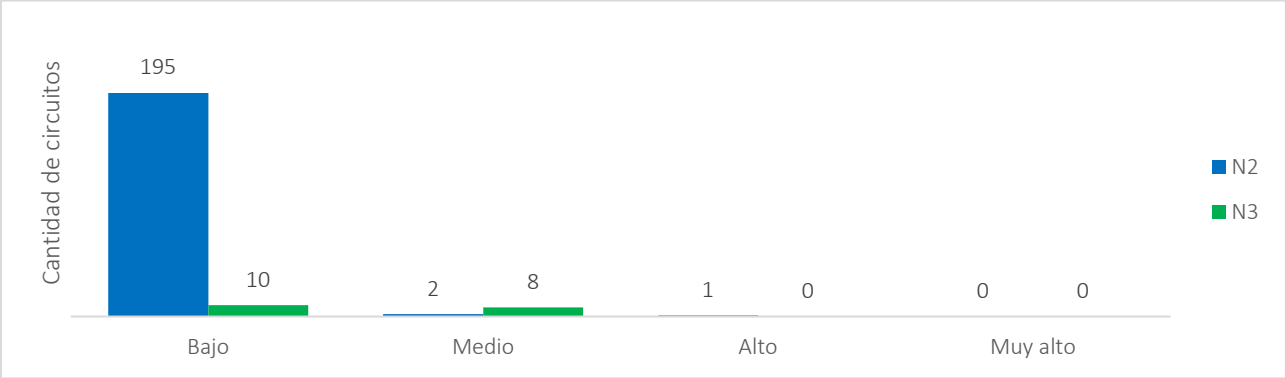
Nivel	Descriptor	Criterio
1	Raro	0 a 25 fallas
2	Improbable	26 a 50 fallas
3	Posible	51 a 75 fallas
4	Probable	76 a 100 fallas
5	Casi seguro	mayor a 100 fallas

Figura 2.5 Evaluación de la probabilidad del riesgo de falla categoría 7 y 8



De este análisis, se obtiene que el 95% de las unidades constructivas de categoría 7 y 8 en niveles de tensión 2 y 3 se encuentran en nivel de riesgo bajo y el restante 5% en nivel de riesgo medio, más un circuito que clasifica como alto.

Tabla 2.23 Resultado análisis de riesgo categorías 7 y 8



Para reducir el riesgo de la línea (0099) en N2, que parte de la subestación Héroes, se han planificado proyectos de construcción de suplencias en 13,8 kV y modernización de redes que se utilizarán en esta y otras líneas de N2 que permita reducir la probabilidad de fallas.

2.3.7 Categoría 9 – Equipos de Línea

No se considera necesario la realización de un análisis de riesgo para esta categoría de activos dado que todos estos se encuentran dentro de la vida útil regulatoria, sus condiciones y desempeño presentado son adecuados. El Plan de Inversión 2025-2029 prevé instalación de 204 reconectadores, con sus respectivos accesorios, incluyendo equipos con recursos públicos.

2.3.8 Categoría 10 – Centro de control

En relación con la categoría 10, que corresponde al Centro de Control, se ha identificado que los siguientes activos están cerca de alcanzar su vida útil regulatoria. Por lo tanto, se deben considerar para reposición en el presente plan de inversión 2025-2029. Se prevé realizar la modernización y actualización del Centro de Control en 2027, implementando un Centro de Control tipo 4, que incluirá las funcionalidades SCADA, DMS completo, OMS y CMS

Tabla 2.24 Equipos del Centro de control que están a punto de cumplir su vida útil regulatoria

Tipo de equipo	Antigüedad real
SCADA TIPO	8
ENLACE ICCP TIPO	8
SISTEMAS DE MEDIDA CALIDAD Y REGISTRO	13
SISTEMA DE COMUNICACIONES TIPO 2	8
EDIFICIO DE CONTROL TIPO 2	8

2.4 Clasificación de los activos de las subestaciones que requieren ser reemplazados en periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años

En la Tabla 2.25 se presenta la valoración con UC de los activos de subestación, tipo III, clasificados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años:

Tabla 2.25 Valoración de activos de subestación que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos ($ dic2017)		
	Menor a 2 años (2025-2026)	Entre 2 y 4 años (2027 – 2028)	Mayor 4 años (2029)
1 Transformadores de potencia	-	-	-
2 Compensaciones	-	-	-
3 Bahías y Celdas	$ 1.946	$ 1.305	-
5 Equipos de subestación	$ 119	$ 119	-
6 Otros activos subestación	-	-	-
11 Transformadores de distribución	$ 7.361	$ 7.361	$ 3.680
12 Redes de distribución	$ 540	$ 314	$ 157

2.5 Clasificación de los activos en las líneas que requieren ser reemplazados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años

En el presente Plan de inversiones 2025-2029, no se prevé reemplazo de activos de líneas tipo III:

Tabla 2.26 Valoración de activos de líneas que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos ($ dic2017)		
	Menor a 2 años (2025-2026)	Entre 2 y 4 años (2027 – 2028)	Mayor 4 años (2029)
7 Líneas aéreas	$ 2.633	$ 2.012	$ 1.006
8 Líneas subterráneas	$ 52	$ 79	-
9 Equipos de línea	$ 43	$ 46	-

2.6 Plan de reposición de elementos de control y comunicaciones del sistema

En la Tabla 2.7 se presenta la valoración con UC de los equipos de control y comunicaciones, tipo III, clasificados en un periodo menor a dos años, entre dos y cuatro años y más de cuatro años:

Tabla 2.27 Valoración de activos de control y comunicaciones que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos ($ dic2017)		
	Menor a 2 años (2025-2026)	Entre 2 y 4 años (2027 – 2028)	Mayor 4 años (2029)
4 Equipos de control y comunicaciones	$ 469	$ 5	-
10 Centro de Control	-	-	-

2.7 Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica y financiera de cada uno de los proyectos

Se tuvo en cuenta los siguientes costos y beneficios para la valoración de los proyectos clasificados Tipo III:

Costos:

- Valoración de los proyectos con unidades constructivas de la Resolución CREG 015-2018, Capítulo 14 del Anexo General.
- Porcentaje de gastos de administración, operación y mantenimiento reconocido para las nuevas inversiones, dependiendo del nivel de tensión, según lo establecido en la Resolución CREG 015-2018.

Beneficios:

- Energía no suministrada – ENS
- Reducción de pérdidas técnicas de Energía

En la siguiente tabla se presentan los resultados de la evaluación económica de los proyectos de inversión tipo III, y en el Anexo B de este documento los archivos Excel soportes de cada evaluación económica.

Tabla 2.28 Relación beneficio/costo proyectos Tipo III

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
C107	Cambio de interruptor en bahía de línea en la Subestación San Antonio 115 kV	4	2025	15759	31,9
C108	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Toquilla 115 kV	4	2025	15759	
C109	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Yopal 115 kV	4	2025	15759	
C110	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Toquilla 115 kV	4	2025	15759	
C111	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Yopal 115 kV	4	2025	15759	
N104	Reposición del Tren de celdas Paz de Ariporo 34,5kV	3	2027	85250	4,8

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
0100	Traslado de redes doble calzada Villavicencio -Yopal	2	2025	85001	1,7
0105	Reposición transformadores NT1	1	2025	85001	16,2
0106	Reposición de postes	1	2025	85001	1,2
0108	Instalación equipos de control y comunicaciones	3	2025	85001	> 1 (*)
0114	Reposición del Tren de celdas Aguaclara 34,5 kV	3	2026	85325	9,2
0115	Reposición transformadores NT1	1	2026	85001	14,8
0116	Reposición de postes	1	2026	85001	1,1
0126	Reposición transformadores NT1	1	2027	85001	13,5
0127	Reposición de postes	1	2027	85001	1,3
0141	Reposición transformadores NT1	1	2028	85001	12,5
0142	Reposición de postes	1	2028	85001	1,2
0156	Reposición transformadores NT1	1	2029	85001	11,6
0157	Reposición de postes	1	2029	85001	1,1

(*) Cumplimiento de VU Regulatoria

2.8 Lista y descripción de los proyectos de inversión tipo III identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año

En la siguiente tabla se presenta la lista y descripción de las inversiones tipo III, que se ejecutaran en el periodo 2025-2029.

Tabla 2.29 Lista de proyectos de inversión Tipo III valorados y priorizados por año

Código proyecto	Nombre y descripción del Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
C107	Cambio de interruptor en bahía de línea en la Subestación San Antonio 115 kV	Plan de modernización de las bahías que conectan el sistema de ENERCA con el departamento de Boyacá a través de la subestación San Antonio 115 kV, propiedad de EBSA	4	2025	$ 182	Centro 1	15759
C108	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Toquilla 115 kV		4	2025	$ 135	Centro 1	15759
C109	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Yopal 115 kV		4	2025	$ 135	Centro 1	15759
C110	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Toquilla 115 kV		4	2025	$ 70	Centro 1	15759
C111	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Yopal 115 kV		4	2025	$ 70	Centro 1	15759
N104	Reposición del Tren de celdas Paz de Ariporo 34,5kV	Reposición del tren de celdas Paz de Ariporo 34,5 kV, sustituyendo un total de cinco celdas de tipo interior-aire, con el objetivo de mitigar riesgos técnicos y de negocio (asegurar calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio)	3	2027	$ 1.554	Norte	85250
0100	Traslado de redes doble calzada Villavicencio -Yopal	Reposición de aproximadamente 7 km de red de nivel N2, necesarios tras la construcción de la vía departamental Yopal – Villavicencio. Además, incluye la instalación de equipos de corte y maniobra correspondientes	2	2025	$ 1.596	Norte	85001
0108	Instalación equipos de control y comunicaciones	Reposición de 19 unidades de equipos de calidad de potencia y 9 equipos de medida que, según el perfil de antigüedad, han	3	2025	$ 464	Todas	85001

Código proyecto	Nombre y descripción del Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
		superado su vida útil regulatoria. Los equipos se encuentran ubicados en las subestaciones Ciudadela, San Antonio, Yopal y Paz de Ariporo.					
0114	Reposición del Tren de celdas Aguaclara 34,5 kV	Reposición del tren de celdas de Aguaclara 34,5 kV, sustituyendo un total de cinco celdas de tipo interior-aire, con el objetivo de mitigar riesgos técnicos y de negocio (asegurar calidad, confiabilidad y seguridad en la prestación del servicio)	3	2026	$ 1.533	Sur	85325
0105	Reposición transformadores NT1	Ver la descripción en el Numeral 2.8.1 de este documento	1	2025	$ 3.680	Todas	85001
0115	Reposición transformadores NT1		1	2026	$ 3.680	Todas	85001
0126	Reposición transformadores NT1		1	2027	$ 3.680	Todas	85001
0141	Reposición transformadores NT1		1	2028	$ 3.680	Todas	85001
0156	Reposición transformadores NT1		1	2029	$ 3.680	Todas	85001
0106	Reposición de postes	Ver la descripción en el Numeral 2.8.2 de este documento	1	2025	$ 809	Todas	85001
0116	Reposición de postes		1	2026	$ 809	Todas	85001
0127	Reposición de postes		1	2027	$ 1.163	Todas	85001
0142	Reposición de postes		1	2028	$ 1.163	Todas	85001
0157	Reposición de postes		1	2029	$ 1.163	Todas	85001

2.8.1 Proyectos Reposición transformadores NT1

Los proyectos 0105, 0115, 0126, 0141, y 0156 corresponden cada uno a la reposición anual de 530 transformadores aéreos en el nivel de tensión 1, de los cuales 398 son monofásicos y 132 trifásicos. Cada proyecto corresponde a un año entre 2025 y 2029. Las capacidades de los transformadores a instalar por año serán las siguientes:

Tabla 2.30 Transformadores NT1 por reponer por año

Descripción	Cantidad
Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	81
Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	42
Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	20
Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	254
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 25 kVA	1
Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA	3
Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	1
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA	19
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 15 kVA	24
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA	19
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	32
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	34

2.8.2 Proyectos Reposición de postes

Los proyectos 0106, 0116, 0127, 0142, y 0157 corresponden a planes de reposición de postes que se ejecutarán anualmente entre 2025 y 2029. A continuación, se detallan las características y cantidades previstas para cada año.

Tabla 2.31 Postes a reponer por año

Descripción	Cantidades				
	2025	2026	2027	2028	2029
Poste de concreto - 8 m - rural- retención - red común	42	42	60	60	60
Poste de concreto - 8 m - rural- suspensión - red común	55	55	80	80	80
Poste de concreto de 12 m 1050 kg - retención	42	42	60	60	60
Poste de concreto de 12 m 510 kg - suspensión	55	55	80	80	80
Poste de concreto de 12 m 750 kg - retención	14	14	20	20	20
Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - retención	14	14	20	20	20
Poste de concreto de 14 m 750 kg Poste simple - Circuito sencillo - suspensión	14	14	20	20	20
Poste de metálico - 8 m - rural- retención - red común	28	28	40	40	40
Poste metálico de 12 m 750 kg	28	28	40	40	40
Poste metálico de 14 m 750 kg	8	8	12	12	12

2.9 Beneficios totales en reducción de costos de AOM por la reposición de activos en el sistema del OR

La Resolución CREG 015 de 2018 considera en temas de AOM dos aspectos que resultan relevantes para ser considerados al momento de definir una política de gastos de AOM en distribución:

- Se da un tratamiento diferenciado a los activos existentes a diciembre de 2017 frente a los nuevos activos.
- Se definió una bolsa de ingreso por AOM con base en los montos de AOM demostrado en el periodo 2012 – 2016. Para el caso de la ENERCA, la empresa gastó en promedio para el periodo indicado $12.905 millones de pesos de diciembre de 2017 en AOM, los cuales no incluyen los recursos dedicados en AOM a la gestión de pérdidas. Este valor representa un porcentaje de gasto de AOM del 2,0 % respecto de la base regulatoria de activos inicial establecido en la Resolución CREG 086 de 2021, la cual alcanza un monto de $644.246 millones de pesos de diciembre de 2017.

Según lo revisado anteriormente y considerando que los proyectos Tipo I y Tipo II, están concebidos para atender nueva demanda pero que, al disponer de una metodología de ingreso regulado, los incrementos de demanda no implicarán un incremento para los costos y gastos de AOM, el objetivo de la empresa será tratar de alcanzar la eficiencia en sus gastos procurando ajustarse al monto remunerado por el regulador. A diciembre de 2023, la empresa tiene un AOM de la actividad de distribución de $26.470 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes al 4,1% de la base de regulatoria de activos) y lo remunerado por la CREG es aproximadamente $12.905 millones de pesos de diciembre de 2017, por tanto, el objetivo es disminuir un 2.1% de gastos de AOM en un lapso de cinco años. Esto es equivalente a reducir sus gastos de AOM a menos de la mitad, de lo actualmente gastado.

Capítulo 3 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (tipo IV)

En este capítulo se presentan los proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (Tipo IV), las generalidades tales como la descripción de la metodología aplicada para la definición, priorización y análisis de los proyectos, además se presentan las descripciones y las evaluaciones económicas.

3.1 Descripción de la metodología empleada para la determinación de las inversiones

Los proyectos Tipo IV propuestos en el PI 2025-2029 se enfocaron en inversiones en infraestructura en todos los niveles de tensión para el mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio de energía, reducción de pérdidas, actualización tecnológica y comunicaciones. De igual forma, se incluyen obras que no son motivadas en la atención de demanda que implican reemplazo de activos existentes que dan una mayor capacidad al sistema y mejoran la calidad en algunas zonas atendidas por ENERCA.

Para identificar las obras se consideró la información de los indicadores de calidad (SAIDI y SAIFI), compensaciones asumidas por el OR, niveles de pérdidas de los circuitos a intervenir, información topológica (posibilidad de suplencias), capacidad de transformación para atender suplencias y los costos de racionamiento para cada uno de los escalones.

Para cada proyecto se determinó y empleó:

- La energía no suministrada.
- Los costos de racionamiento publicados por la UPME.
- Los montos de inversión valorados con las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 14 del Anexo General.
- Estadísticas de calidad del servicio por circuito y transformador.
- Número de usuarios servidos por circuito y su criticidad.

Se priorizaron los proyectos según el efecto sobre los indicadores de calidad del servicio, la energía no suministrada y el nivel de pérdidas.

3.2 Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica de cada uno de los proyectos

Se tuvo en cuenta los siguientes costos y beneficios para la valoración de los proyectos clasificados Tipo IV:

3.2.1 Costos

- Valoración de los proyectos con unidades constructivas de la Resolución CREG 015-2018, Capítulo 14 del Anexo General.
- Porcentaje de gastos de AOM reconocido para las nuevas inversiones, dependiendo del nivel de tensión, según lo establecido en la Resolución CREG 015-2018.

3.2.2 Beneficios

- *Energía no suministrada – ENS:* energía no suministrada en caso de no llevar a cabo la inversión, este cálculo se basa en los resultados de los análisis eléctricos del Plan de Expansión ENERCA 2023-2033 y de las proyecciones de demanda establecidas en el diagnóstico del Plan de Inversión que permiten establecer la potencia no suministrada cuando no se cuenta con los proyectos. Con base en la potencia no suministrada, se determina la Energía No Suministrada (ENS). Igualmente se establecen las pérdidas de potencia y energía con y sin proyectos. La diferencia de pérdidas antes y después de la implementación de cada proyecto.

  Se tuvo en cuenta el costo incremental operativo de racionamiento de energía, el cual corresponde al costo incremental de cada una de las plantas de racionamiento modeladas en la metodología del planeamiento operativo de diciembre de 2023 e indexados a pesos de diciembre de 2017.
- Beneficio por reducción de pérdidas de energía
- *Beneficio por mejoras en la calidad del servicio:* SAIDI y SAIFI: Para determinar las mejoras en calidad del servicio, se realizó un modelo de predicción de los indicadores duración y frecuencia por la implementación de suplencias y remodelación de circuitos.

  Se analizaron las variables que podrían ser determinantes en la calidad del servicio y sus posibles combinaciones, encontrando como factores explicativos de la duración y frecuencia de las interrupciones del servicio de la ENERCA, la longitud del circuito, el índice de riesgo (IRF) y ruralidad de cada circuito (IR).

  Se empleó un modelo de OLS, el cual estima el valor de los parámetros de una ecuación de regresión lineal a partir de la minimización de la suma de los errores al cuadrado del modelo planteado. Para que la estimación sea consistente, insesgada y eficiente, las variables explicativas y el término de error deben cumplir los siguientes supuestos:

  - ✓ <u>Linealidad y dependencia débil:</u> Los parámetros de la ecuación son lineales y las variables Y_t (en este caso frecuencia y duración) y X_t, son estacionarias y débilmente dependientes.
  - ✓ <u>Media condicionada igual a cero:</u> La media esperada del error, dados los valores contemporáneos de las variables explicativas, es igual a cero. El error $e_{t.}$ esta correlacionado con $Y_{t.}$

- ✓ Ausencia de colinealidad perfecta: Ninguna variable independiente es constante o una combinación perfecta de las demás. Si este supuesto existe se presenta multicolinealidad o que las variables independientes están perfectamente correlacionadas.
- ✓ Homocedasticidad: La varianza del error, dados los valores de las variables explicativas, es constante a través del tiempo. En ausencia de este supuesto existe heterocedasticidad.
- ✓ Ausencia de correlación serial: No existe correlación entre los términos de error de dos periodos de tiempos distintos.
- – Normalidad: Los términos de error (et) están independiente e idénticamente distribuidos según una distribución normal N (0, σ^2)

Estos seis supuestos del modelo lineal de Gauss Markow garantizan que los estimadores OLS (MCO) sean óptimos.

Para mejorar la calidad de la predicción, se hizo uso de un modelo de regresión lineal (OLS) Nivel – log, como su nombre lo indica, emplea el logaritmo de las variables independientes para realizar las estimaciones.

En los modelos obtenidos, las variables dependientes son la duración o frecuencia de las interrupciones. Así mismo, se establecen las variables independientes y los coeficientes resultantes de aplicar el modelo, las cuales se presentan en la Tabla 3.1 y Tabla 3.2. Matemáticamente el modelo se expresa de la siguiente manera:

$$Duración\ o\ frecuencia\ de\ interrupciones = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \beta_3 X_3 + \beta_4 X_4$$

Tabla 3.1 Modelo para la predicción de la frecuencia de interrupciones

Variable	Descripción	Coeficiente	Valor
		β_0	-0,78
X_1	Usuarios por circuito	β_1	0,85
X_2	Longitud por circuito	β_2	0,08
X_3	Índice de ruralidad por circuito	β_3	1,22
X_4	Índice de riesgo por circuito	β_4	0,26

Tabla 3.2 Modelo para la predicción de la duración de interrupciones

Variable	Significado	Coeficiente	Valor
		β_0	-5,48
X_1	Usuarios por circuito	β_1	0,74
X_2	Longitud por circuito	β_2	0,21
X_3	Índice de ruralidad por circuito	β_3	2,17
X_4	Índice de riesgo por circuito	β_4	0,27

La calidad de la predicción se determina con el cálculo de la bondad de ajuste del modelo (R^2), esta indica en qué proporción las variables independientes explican a la variable dependiente. El R^2 del modelo de duración es de 63% y el del modelo de frecuencia es de 78%.

En la siguiente tabla se presentan los resultados de la evaluación económica de los proyectos de inversión tipo IV, y en el Anexo B de este documento los archivos Excel soportes de cada evaluación económica.

Tabla 3.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo IV

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada operación	Municipio	Relación B/C
0101	Subestación Antigua Personería 13,2 kV y BT asociada	2	2025	85001	5,2
0102	Nuevos pórticos en subestación Yopal	3	2025	85001	2,2
0103	Ampliación transformación Aguaclara 34,5 kV	3	2025	85300	3,8
0107	Instalación protecciones transformadores de distribución	1	2025	85001	6,5
0109	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	3	2025	85001	5,4
0110	Nuevos pórticos en subestación Aguazul	3	2026	85010	1,0
0111	Construcción circuito Altamira - Pore 13,8 kV	2	2026	85263	12,7
0117	Instalación protecciones transformadores de distribución	1	2026	85001	6,5
0118	Modernización de red de Casanare N2	2	2026	85001	12,7
0119	Instalación de fibra óptica	3	2026	85001	6,4
0120	Instalación reconectadores	3	2026	85001	2,8
0121	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	3	2026	85001	1,9
0122	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	3	2026	85001	> 1 (*)
0125	Centro de control	0	2027	85001	2,9
0128	Instalación protecciones transformadores de distribución	1	2027	85001	6,5
0129	Modernización de red de Casanare N2	2	2027	85001	9,5
0130	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	2	2027	85001	> 1 (*)
0131	Instalación reconectadores	3	2027	85001	2,8
0132	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	3	2027	85001	14,4
0133	Nuevo Circuito Yopal - Yopalosa 115kV	4	2028	85001	4,7
0136	Construcción circuito Independencia Pellizco-Pirichigua 13,8 kV	2	2028	85325	6,6
0137	Construcción subestación Trinidad II 34,5/13,2kV	3	2028	85430	24,2
0138	Construcción subestación Pore II 34,5/13,2kV	3	2028	85263	26,9
0139	Compensación Aguaclara 115 kV	4	2028	85325	4,7
0143	Instalación protecciones transformadores de distribución	1	2028	85001	6,5
0144	Modernización de red de Casanare N2	2	2028	85001	6,6
0145	Instalación de fibra óptica	3	2028	85139	1,0

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada operación	Municipio	Relación B/C
0146	Instalación reconectadores	3	2028	85001	2,8
0147	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	3	2028	85001	3,5
0149	Construcción subestación El Caucho II 34,5/13,2kV	3	2029	85225	1,2
0150	Nuevo Circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115kV	4	2029	85001	1,9
0151	Construcción subestación San José de Bubuy II 34,5/13,2kV	3	2029	85010	7,9
0152	Nuevo Circuito 34,5 kV Tamara - Palosantal	3	2029	85400	1,1
0153	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa - Caucho	3	2029	85250	4,8
0154	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa Industrial	3	2029	85001	36,6
0155	Construcción subestación Hato Corozal II 34,5/13,2kV	3	2029	85125	21,6
0158	Instalación protecciones transformadores de distribución	1	2029	85001	6,5
0159	Instalación de fibra óptica	3	2029	85325	1,1
0160	Instalación reconectadores	3	2029	85001	2,8
0161	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	3	2029	85001	2,5
001.3	Control y reducción de pérdidas	3	2025	85440	6,2
001.4	Control y reducción de pérdidas	3	2026	85440	8,3
005.3	Construcción de suplencias 13,8 kV	2	2026	85410	12,7
C115	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Toquilla 115 kV	4	2027	85001	1,6
C116	Yopalosa 115/34,5/13,2 kV	4	2027	85225	1,3
C117	Instalación de nuevas celdas 13,8 kV en la subestación Yopal	2	2028	85001	1,1
C118	Ampliación transformación Subestación Ciudadela 34,5 kV	3	2028	85001	2,3
C122	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Charte - Aguazul y reconfiguración circuito 7 de 13,2 kV	3	2029	85010	4,0
C123	Construcción circuito Yopal – Ciudadela 13,2 kV	2	2028	85001	6,6
C124	Modernización subestación Ciudadela 34,5kV	3	2025	85001	1,3
C213	Ampliación transformación Subestación Aguazul 115 kV	4	2026	85010	5,1
C220	Nuevo Circuito 34,5 kV Cupiagua - Monterralo - San Benito	3	2029	85010	6,9
N108	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Paz de Ariporo 115 kV	4	2025	85250	1,5
S101	Ampliación transformación Subestación Aguaclara 115 kV	4	2028	85300	1,5
S111	Construcción circuito Villanueva Peaje 13,8 kV	2	2026	85440	12,7
S113	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV	2	2029	85410	1,4

(*) Proyecto que no requiere evaluación económica, cumplimiento de requisito regulatorio

3.3 Listado y descripción de los proyectos de inversión tipo IV identificados, valorados y priorizados que serán identificados en cada año

En la siguiente tabla se presenta la lista y descripción de proyectos de inversión Tipo IV, valorados y priorizados por año.

Tabla 3.4 Listado de proyectos de inversión tipo IV valorados y priorizados

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
001.3	Control y reducción de pérdidas	Ver descripción en el numeral 3.3.1 de este documento	3	2025	$ 3.941	Todas	85440
001.4	Control y reducción de pérdidas	Ver descripción en el numeral 3.3.1 de este documento	3	2026	$ 7.283	Todas	85440
005.3	Construcción de suplencias 13,8 kV	Construcción de 12 km de red para suplencias de 13,8 kV en el año 2026. Se priorizan los circuitos con los peores indicadores SAIDI y SAIFI identificados en el diagnóstico de este Plan.	2	2026	$ 834	Todas	85410
0101	Subestación Antigua Personería 13,2 kV y BT asociada	Construcción de la Subestación Antigua Personería 13,2 kV y BT asociada en el centro de Yopal.	2	2025	$ 293	Centro 1	85001
0102	Nuevos pórticos en subestación Yopal	Instalación de más pórticos en la subestación Yopal con su respectivo equipamiento para una mayor confiabilidad del sistema, y mejorar el mantenimiento	3	2025	$ 451	Centro 1	85001
0103	Ampliación transformación Aguaclara 34,5 kV	Instalación de un segundo transformador 34,5/13,2 kV en la subestación Aguaclara con una capacidad de 1 MVA	3	2025	$ 186	Sur	85300

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
0107	Instalación protecciones transformadores de distribución	Ver descripción en el numeral 3.3.2 de este documento	1	2025	$ 1.217	Todas	85001
0109	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5kV	Ver descripción en el numeral 3.3.3 de este documento	3	2025	$ 68	Todas	85001
0110	Nuevos pórticos en subestación Aguazul	Instalación de más pórticos en la subestación Aguazul con su respectivo equipamiento para una mayor confiabilidad del sistema, y mejorar el mantenimiento	3	2026	$ 149	Centro 2	85010
0111	Construcción circuito Altamira - Pore 13,8 kV	Construcción circuito Altamira - Pore 13,8 kV de aprox. 2 km	2	2026	$ 249	Norte	85263
0117	Instalación protecciones transformadores de distribución	Ver descripción en el numeral 3.3.2 de este documento	1	2026	$ 1.217	Todas	85001
0118	Modernización de red de Casanare N2	Ver descripción en el numeral 3.3.4 de este documento	2	2026	$ 460	Todas	85001
0119	Instalación de fibra óptica	Instalación de fibra óptica entre las subestaciones 34,5 kV Llano Lindo y Morichal, en aprox. 11 km	3	2026	$ 704	Todas	85001
0120	Instalación reconectadores	Instalación de cinco reconectadores para N2 y cinco para N3, junto con los equipos de corte y maniobra correspondientes.	3	2026	$ 473	Todas	85001
0121	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5kV	Ver descripción en el numeral 3.3.3 de este documento	3	2026	$ 68	Todas	85001

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
0122	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	Instalación de 21 unidades de calidad de potencia PQ para niveles de tensión N3 y N4.	3	2026	$ 503	Todas	85001
0125	Centro de control	Ver descripción en el numeral 3.3.5 de este documento	0	2027	$ 11.611	Todas	85001
0128	Instalación protecciones transformadores de distribución	Ver descripción en el numeral 3.3.2 de este documento	1	2027	$ 1.217	Todas	85001
0129	Modernización de red de Casanare N2	Ver descripción en el numeral 3.3.4 de este documento	2	2027	$ 460	Todas	85001
0130	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	Instalación de 25 unidades de calidad de potencia PQ para N2.	2	2027	$ 599	Todas	85001
0131	Instalación reconectadores	Instalación de cinco reconectadores para N2 y cinco para N3, junto con los equipos de corte y maniobra correspondientes.	3	2027	$ 473	Todas	85001
0132	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5kV	Ver descripción en el numeral 3.3.3 de este documento	3	2027	$ 68	Todas	85001
0133	Nuevo Circuito Yopal - Yopalosa 115 kV	Construcción de un segundo circuito entre Yopal y Yopalosa a 115 kV en el año 2028, con una extensión aproximada de 32 kilómetros. Esta infraestructura aumentará la confiabilidad del sistema al proporcionar una alternativa en caso de contingencia N-1 en la línea Yopal – Yopalosa 115 kV.	4	2028	$ 13.681	Centro 1	85001

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
		De esta manera, se evitará la falta de suministro de energía a las cargas conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, San Luis y Santa Rosalía (Etapa 1).					
0136	Construcción circuito Independencia Pellizco-Pirichigua 13,8 kV	Construcción del circuito Independencia Pellizco-Pirichigua 13,8 kV de aprox. 14 km	2	2028	$ 1.915	Norte	85325
0137	Construcción subestación Trinidad II 34,5/13,2kV	Ver descripción en el numeral 3.3.6 de este documento	3	2028	$ 1.224	Norte	85430
0138	Construcción subestación Pore II 34,5/13,2kV	Ver descripción en el numeral 3.3.6 de este documento	3	2028	$ 852	Norte	85263
0139	Compensación Aguaclara 115 kV	Instalación de un capacitor de 50 MVAR en la subestación Aguaclara, la cual permitirá mantener los valores óptimos de tensión en caso de contingencia en la línea Chivor-Aguaclara 115 kV, evitando la necesidad de desconectar carga	4	2028	$ 10.601	Sur	85325
0143	Instalación protecciones transformadores de distribución	Ver descripción en el numeral 3.3.2 de este documento	1	2028	$ 1.217	Todas	85001
0144	Modernización de red de Casanare N2	Ver descripción en el numeral 3.3.4 de este documento	2	2028	$ 460	Todas	85001
0145	Instalación de fibra óptica	Instalación de fibra óptica entre las subestaciones 34,5 kV Aguazul y Maní, en aprox. 70 km	3	2028	$ 4.481	Todas	85139

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
0146	Instalación reconectadores	Instalación de cinco reconectadores para N2 y cinco para N3, junto con los equipos de corte y maniobra correspondientes.	3	2028	$ 473	Todas	85001
0147	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5kV	Ver descripción en el numeral 3.3.3 de este documento	3	2028	$ 68	Todas	85001
0149	Construcción subestación El Caucho II 34,5/13,2kV	Ver descripción en el numeral 3.3.6 de este documento	3	2029	$ 961	Centro 1	85225
0150	Nuevo Circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115kV	Construcción de un segundo circuito entre Yopalosa y Paz de Ariporo a 115 kV, con aprox. 55 km. Este proyecto mejorará la confiabilidad del sistema al proporcionar una solución alternativa en caso de contingencia N-1 en la línea Yopalosa - Paz de Ariporo 115 kV. De esta manera, se evitará la falta de suministro de energía a las cargas conectadas a los transformadores de Paz de Ariporo, San Luis y Santa Rosalía (Etapa 2).	4	2029	$ 21.648	Centro 1	85001
0151	Construcción subestación San José de Bubuy II 34,5/13,2kV	Ver descripción en el numeral 3.3.6 de este documento	3	2029	$ 1.210	Centro 2	85010
0152	Nuevo Circuito 34,5 kV Tamara - Palosantal	Construcción del circuito 34,5 kV Tamara – Palosantal, de aprox. 31 km	3	2029	$ 16.011	Norte	85400
0153	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa - Caucho	Construcción del circuito 34,5 kV Yopalosa – El Caucho, de aprox. 20 km	3	2029	$ 10.406	Norte	85250

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
0154	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa Industrial	Construcción del circuito 34,5 kV Yopalosa Industrial, de aprox. 3,5 km	3	2029	$ 1.209	Norte	85001
0155	Construcción subestación Hato Corozal II 34,5/13,2kV	Ver descripción en el numeral 3.3.6 de este documento	3	2029	$ 852	Norte	85125
0158	Instalación protecciones transformadores de distribución	Ver descripción en el numeral 3.3.2 de este documento	1	2029	$ 1.217	Todas	85001
0159	Instalación de fibra óptica	Instalación de fibra óptica entre las subestaciones San Luis de Palenque e Independencia (Pellizco), en aprox. 60 km	3	2029	$ 3.934	Todas	85325
0160	Instalación reconectadores	Instalación de cinco reconectadores para N2 y cinco para N3, junto con los equipos de corte y maniobra correspondientes.	3	2029	$ 473	Todas	85001
0161	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5kV	Ver descripción en el numeral 3.3.3 de este documento	3	2029	$ 68	Todas	85001
C115	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Toquilla 115 kV	Instalación de aproximadamente 95 kilómetros de cable de fibra óptica para interconectar el Centro de Control ENERCA con la subestación Toquilla 115 kV	4	2027	$ 2.889	Centro 1	85001
C116	Yopalosa 115/34,5/13,2 kV	Construcción de la subestación Yopalosa 115/34,5/13,2 kV, con una capacidad de transformación de 25 MVA y demás obras en N3 y N2.	4	2027	$ 22.738	Centro 1	85225

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
C117	Instalación de nuevas celdas 13,8 kV en la subestación Yopal	Instalación de dos nuevas celdas de 13,8 kV en la subestación Yopal	2	2028	$ 201	Centro 1	85001
C118	Ampliación transformación Subestación Ciudadela 34,5 kV	Instalación de un segundo transformador 34,5/13,2 kV en la subestación Ciudadela, con una capacidad de 12,5 MVA	3	2028	$ 1.888	Centro 1	85001
C122	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Charte - Aguazul y reconfiguración circuito 7 de 13,2 kV	Construcción de los circuitos Yopal - Charte - Aguazul y Reconfiguración circuito 7 de 13,2 kV; con una longitud aproximada de 35 km.	3	2029	$ 12.348	Centro 1	85010
C123	Construcción circuito Yopal – Ciudadela 13,2 kV	Construcción circuito Yopal – Ciudadela 13,2 Kv, de aprox. 6 km	2	2028	$ 1.690	Centro 1	85001
C124	Modernización subestación Ciudadela 34,5kV	La modernización incluirá la instalación de una nueva casa de control, celdas de nivel 2 y 3, y equipos de protección y maniobra. Estas mejoras están destinados a mejorar la calidad y confiabilidad del servicio, reducir las pérdidas del sistema, y renovar tecnológicamente los activos del sistema	3	2025	$ 5.842	Centro 1	85001
C213	Ampliación transformación Subestación Aguazul 115 kV	Instalación de un segundo transformador tridevanado 115/34,5/13,2 kV en la subestación Aguazul con una capacidad de 25/15/10 MVA	4	2026	$ 6.889	Centro 2	85010
C220	Nuevo Circuito 34,5 kV Cupiagua - Monterralo - San Benito	Construcción del circuito 34,5 kV Cupiagua - Monterralo - San Benito de aprox. 9 km	3	2029	$ 1.217	Centro 2	85010

Código proyecto	Nombre Proyecto	Descripción Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Valor (Millones $dic2017)	Zona	Municipio
N108	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Paz de Ariporo 115 kV	Instalación de aproximadamente 100 km de cable de fibra óptica para la interconexión entre el Centro de Control ENERCA y la subestación Paz de Ariporo 115 kV	4	2025	$ 3.041	Norte	85250
S101	Ampliación transformación Subestación Aguaclara 115 kV	Instalación de un segundo transformador 115/34,5 kV en la subestación Aguaclara, con una capacidad de 25 MVA	4	2028	$ 4.397	Sur	85300
S111	Construcción circuito Villanueva Peaje 13,8 kV	Construcción circuito Villanueva Peaje 13,8 kV de aprox. 10 km	2	2026	$ 807	Sur	85440
S113	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV de aprox. 10 km	2	2029	$ 944	Sur	85410

3.3.1 Proyectos de reducción de pérdidas

Los proyectos 001.3 y 001.4 están orientados a la normalización de usuarios para reducir las pérdidas del sistema. Cada proyecto implicará y no se limita a la instalación de una cantidad específica de transformadores, detallada a continuación.

Tabla 3.5 Cantidad de transformadores para reducción de pérdidas

Descripción	Cantidad 001.3 2025	Cantidad 001.4 2026
Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	3	40
Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	7	2
Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA	4	2
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	15	50
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	20	45

3.3.2 Proyectos de instalación de protecciones en transformadores de distribución

Los proyectos 0107, 0117, 0128, 0143 y 0158 comprenden un conjunto de iniciativas para la protección de transformadores de distribución (N2 y N1). Estos proyectos se llevarán a cabo entre 2025 y 2029, y cada uno incluirá las siguientes cantidades de equipos de protección

Tabla 3.6 Equipos de protección para transformadores de distribución a instalar por año

Descripción	Cantidad
Caja de derivación	530
Cortacircuitos monopolar - N2	796
Juego cortacircuitos - N2	132
Juego pararrayos - N2	132
Pararrayos - N2	796
Puesta a tierra	530

3.3.3 Proyectos de instalación de equipamiento de protección en las subestaciones SDL

Los proyectos 0109, 0121, 0132, 0147 y 0161 forman parte de un programa para la instalación de protecciones en subestaciones 34,5/13,2 kV. Cada año, desde 2025 hasta 2029, se intervendrán 8 subestaciones, equipándolas con cable de guarda, juegos de cortacircuitos, pararrayos y sistemas de puesta a tierra. A continuación, se detallan las subestaciones propuestas en este plan de inversión:

Tabla 3.7 Subestaciones intervenidas por año

Proyecto 0109 (2025)	Proyecto 0121 (2026)	Proyecto 0132 (2027)	Proyecto 0147 (2028)	Proyecto 0161 (2029)
CALCETA	GARZON	ALTAMIRA	ATALAYA	CANDELARIA
CARRASTROL	BOCAS DE PORE	EL GUAMAL	BARRANCA DE UPIA	CHIRE
CHAMEZA	CUPIAGUA	HEROES	MONTERRALO	EL SECRETO
MANÍ	EL MUESE	IGUAMENA	SAN ANTONIO TALADRO	GEMELOS
MARAURE	EL PLAYON	LA PLATA	SAN BENITO	GUACHIRÍA
MORICHAL	LA TURUA	LA Y SAN PEDRO	TOCARIA	PALOSANTAL
OROCUÉ	MORRO	PATIMENA	UNETE	PALOSOLO
TAMARA	TABLON DE TAMARA	RECETOR	YOPITOS	RINCON HONDO

3.3.4 Proyectos de modernización de redes de N2

Los proyectos 0118, 0129 y 0144 forman parte de un programa anual para la remodelación de redes N2 debido al deterioro de la infraestructura. Desde 2026 hasta 2028, se reemplazarán 5 kilómetros de red por año, utilizando conductores de 2/0 AWG.

3.3.5 Proyecto de actualización del Centro de Control

El proyecto se centra en la actualización y puesta en marcha de un nuevo centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS), con el objetivo de añadir funcionalidades que mejoren la gestión de las áreas de operación y control. Esta iniciativa surge a partir de las observaciones del diagnóstico del sistema de control actual, que ha alcanzado el final de su vida útil regulatoria entre 2025 y 2029.

El principal propósito del centro de control en el sistema eléctrico es permitir el monitoreo remoto del funcionamiento del sistema, facilitando la toma de decisiones tanto en la operación diaria como en respuesta a eventos imprevistos. Dado el rápido avance tecnológico en los equipos de medición, monitoreo y control, es esencial actualizar el centro de control cada 10 años. La tecnología obsoleta puede limitar la eficacia operativa y la capacidad de respuesta ante situaciones inesperadas.

Además, operar con un centro de control anticuado conlleva riesgos como:

- Mediciones incorrectas
- Decisiones erróneas basadas en datos inexactos
- Insuficiente supervisión del sistema eléctrico
- Detección tardía de fallas o eventos en el sistema

Actualizar el centro de control permitirá optimizar los recursos, tomar decisiones basadas en datos precisos, y ajustar la programación según la producción eléctrica y las fluctuaciones en la demanda. La puesta en marcha del nuevo centro está prevista para el año 2027.

3.3.6 Proyectos nuevas subestaciones 34,5 kV

Como resultado de los análisis técnicos realizados con los diferentes jefes de zona de ENERCA se identificó la necesidad de construir nuevas subestaciones de 34,5/13,2 kV que permitirán mejorar la confiabilidad y calidad del servicio en los correspondientes municipios. Las cuales se proponen poner en operación entre el 2028 y 2029 como se describe en la siguiente tabla:

Tabla 3.8 Proyectos nuevas subestaciones 34,5 kV

Código de proyecto	FPO	Descripción	Capacidad (MVA)
0137	2028	Construcción subestación Trinidad II 34,5/13,2kV	3
0138	2028	Construcción subestación Pore II 34,5/13,2kV	1
0149	2029	Construcción subestación El Caucho II 34,5/13,2kV	0,8
0151	2029	Construcción subestación San José de Bubuy II 34,5/13,2kV	0,8
0155	2029	Construcción subestación Hato Corozal II 34,5/13,2kV	1

Capítulo 4 Unidades constructivas especiales

A continuación, se presentan las Unidades Constructivas solicitadas como Especiales por parte de ENERCA para el horizonte 2025-2029.

4.1 Sistema de control de celdas de subestación

Las unidades constructivas previstas en el Capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, incluyen el sistema de control de la subestación en función del número de bahías. La descripción detallada de los elementos de control se encuentra en los ítems N0P1, N0P2, N0P3, N0P4, N0P5 presentados en la Circular CREG 029 de 2018. Dado en la configuración de las subestaciones de ENERCA a nivel de 34,5/13,2 kV, no se cuenta con bahías, es necesario solicitar a la CREG la creación de la unidad constructiva de control de subestación en función de las celdas.

Los elementos que conforman el sistema de control de esta unidad son iguales a los que constituyen las unidades constructivas existentes bajo los códigos N0P1, N0P2, N0P3, N0P4, N0P5 dado que la función de los equipos y las arquitecturas de control y comunicación no difieren entre celdas o bahías.

La solicitud de esta UC, esta soportada en contratos ya ejecutados en la empresa en los cuales se instalaron y entraron en operación este tipo de activos. En el Anexo D se presentan las consideraciones técnicas; estudios previos (ofertas, pliegos, análisis preliminares, entre otros), detalles de APU, minuta del contrato, liquidación del contrato y fichas técnicas de los equipos que componen el activo.

Los valores de la unidad constructiva especial solicitada, según la información presentada en la siguiente tabla, sería la misma que la CREG define en el capítulo de composición de unidades constructivas del sistema de control de subestación:

Tabla 4.1 Composición de la UC Especial sistemas de control de celdas de subestación

Elemento	(1-2 BAHÍAS) N0P1			(3-4 BAHÍAS) N0P2			(5-8 BAHÍAS) NOP3		
	Código elemento	Cant	Fracción del costo de la UCI	Código elemento	Cant	Fracción del Costo de la UCI	Código elemento	Cant	Fracción del Costo de la UCI
Switches	N0PE01	2	13,8%	N0P2E01	4	18,8%	N0P3E01	16	41,3%
Gateway o UTR	N0PE02	1	19,5%	N0P2E02	1	13,3%	N0P3E02	2	14,7%
IHM	N0PE03	1	3,5%	N0P2E03	1	2,3%	N0P3E03	2	2,6%
Router-Firewall	N0PE04	1	14,7%	N0P2E04	1	9,9%	N0P3E04	1	5,5%
Red LAN	N0PE05	1	9,4%	N0P2E05	1	6,3%	N0P3E05	2	7,0%
GPS Unidad de Tiempo	N0PE06	1	4,8%	N0P2E06	1	3,3%	N0P3E06	1	18,0%

Elemento	(1-2 BAHÍAS) N0P1			(3-4 BAHÍAS) N0P2			(5-8 BAHÍAS) N0P3		
	Código elemento	Cant	Fracción del costo de la UCI	Código elemento	Cant	Fracción del Costo de la UCI	Código elemento	Cant	Fracción del Costo de la UCI
Licencias Software SCS Tipo 1	N0PE07	1	2,3%	N0P2E07	-	-	N0P3E07	-	-
Licencias Software SCS Tipo 2	N0PE07	-	-	N0P2E07	1	7,0%	N0P3E07	-	-
Licencias Software SCS Tipo 3	N0PE07	-	-	N0P2E07	-	-	N0P3E07	1	5,5%
Licencias Software SCS Tipo 4	N0PE07	-	-	N0P2E07	-	-	N0P3E07	-	-
Licencias Software SCS Tipo 5	N0PE07	-	-	N0P2E07	-	-	N0P3E07	-	-
Otras Licencias	N0PE08	1	3,5%	N0P2E08	1	2,3%	N0P3E08	1	1,3%
CONTROLADORES DE SUBESTACIÓN	N0PE09	1	4,7%	N0P2E09	1	3,2%	N0P3E09	1	1,7%
UNIDAD CENTRAL	N0PE10	1	18,6%	N0P2E10	1	12,6%	N0P3E10	1	7,0%
Registrador de fallas	N0PE11	-	-	N0P2E11	1	17,5%	N0P3E11	1	9,7%
Tablero	N0PE12	1	5,2%	N0P2E12	1	3,5%	N0P3E12	1	1,9%

A continuación, se presenta el código y valor requerido para este elemento.

Tabla 4.2 Valor solicitado de la UC Especial sistemas de control de celdas de subestación

Código	Descripción	Valor (COP dic 2017)	Vida Útil (años)
N0P1E	Control subestación Tipo 1 (1-2 celdas) ($/celda)	125.195.000	10
N0P2E	Control subestación Tipo 2 (3-4 celdas) ($/celda)	93.345.000	10
N0P3E	Control subestación Tipo 3 (5-8 celdas ($/celda)	84.778.000	10
N0P4E	Control subestación Tipo 4 (9-12 celdas) ($/celda)	79.339.000	10

4.2 Modem GPRS

Las condiciones geográficas y los centros poblados del departamento de Casanare determinan en mayor parte la disponibilidad de servicios de comunicaciones, haciendo que sea difícil o imposible tener disponibilidad de proveedores de comunicaciones que permitan la conectividad de equipos instalados en subestaciones tipo reducido e incluso en subestaciones normalizadas.

Frente a esta necesidad, una de las pocas opciones disponibles es el uso de la red de telefonía celular, mediante el uso de módems GPRS y antenas de alta ganancia. A través de este medio es posible supervisar activos de corte, maniobra y telemedida empleando protocolos eléctricos de comunicaciones que no afectan el ancho de banda disponible. Las limitaciones técnicas de este medio de comunicación se controlan desde la fuente limitando el número de señales supervisadas y los tiempos de reporte a las estaciones maestras.

La solicitud de esta UC, esta soportada en contratos ya ejecutados en la empresa, en los cuales se instalaron y entraron en operación este tipo de activos. En el Anexo D se presentan las consideraciones técnicas, estudios previos contractuales (Ofertas, pliegos, análisis preliminares), APU de la UC, minuta de los respectivos contratos, liquidación de los respectivos contratos correspondiente a este tipo de activo.

Los valores de la unidad constructiva especial solicitada, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.3 Valor solicitado de la UC Especial Modem GPRS

UC Especial	Descripción UC	Actividad	U.M.	Vr. Unitario	IPP 2019	IPP 2017	Valor $ dic2017
N0EQ504	ESP-P-12	Medio de comunicación GPRS ancho de banda reducido (2019).	GI	$ 4.517.973,00	112.07	112.07	$ 2.130.415,90

4.3 Postes de fibra de vidrio

Desde la dirección de operación y mantenimiento de redes de ENERCA, se ha identificado una repetitiva condición de deterioro de los postes de ferroconcreto en la zona norte de Casanare, la cual es atribuible a las condiciones climáticas del sector, ya que por ser una zona selvática tropical, presenta prolongados periodos de lluvia, alta humedad, y alto número de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre la infraestructura eléctrica, disminuyendo la vida útil de los postes existentes, como se puede visualizar en las siguientes imágenes.

Figura 4.1 Estado estructuras zona norte de Casanare

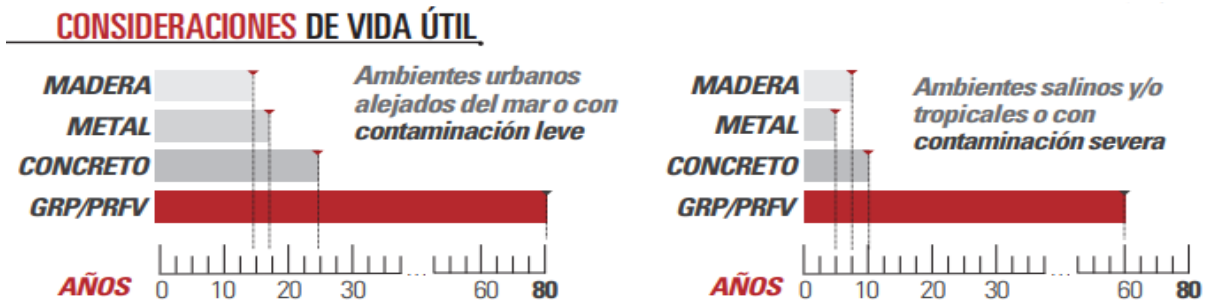


En busca de encontrar una solución que permita disminuir las fallas del sistema por el deterioro de los postes de concreto, se ha venido implementando la utilización de postes en fibra de vidrio, los cuales son más favorables en zonas de prolongados periodos de lluvia, y por su alto aislamiento, son una alternativa más eficiente en las zonas donde se tiene un alto nivel ceráunico[1]. En las siguientes ilustraciones se muestra la comparación de la vida útil entre los postes de diferente material e instalados en ambientes con mayor y menor grado de contaminación.

Figura 4.2 Comparación del tipo de estructura hecho por la Empresa O-TEK



[1] *Está dado por el número anual de días de tormenta en un lugar específico. Un día de tormenta se define como un día de calendario local durante el cual un trueno es escuchado al menos una vez en una ubicación dada. El rango en el que el trueno es audible está alrededor de los 15 km, con un rango máximo de 25 km. Estudio: Identificación y análisis de los niveles de calidad del servicio alcanzables en las redes de distribución de energía eléctrica del SIN. CREG – Keraunos, 2013.*



De la imagen anterior, se puede observar que en los ambientes tropicales se disminuye la vida útil de los postes de concreto de 25 a 10 años, y es concordante con las condiciones que actualmente estamos evidenciando, donde se observa que los lugares más cercanos a selvas tropicales los postes tienen una vida útil aproximada de 15 años. En la misma imagen se puede observar que los postes de fibra de vidrio tienen una vida útil mucho mayor por su resistencia a ese tipo de ambientes, adicionalmente, por el peso y la posibilidad de conseguirlos seccionados, son más fáciles de transportar y el procedimiento de instalación es mucho más sencillo.

En conclusión, para minimizar las fallas del sistema por el deterioro de postes, para facilitar el transporte y la instalación, se propone el uso de postes de fibra de vidrio en las redes operadas por ENERCA.

Así las cosas, el sistema eléctrico de ENERCA requiere el uso de postes de fibra de vidrio que actualmente no se encuentran dentro del listado de Unidades Constructivas en la regulación vigente. En el capítulo 14 de la Resolución CREG 015 de 2018, la categoría 7 relacionada con líneas aéreas, en los niveles de tensión 3 y 2 únicamente cuenta con postes tipo PRFV con una altura de 14 m y 750 kg. Según los análisis realizados, se requiere el uso de postes de fibra de vidrio de 14 y 16 metros, y de 1350 KGF y 1500 KGF, por lo cual, se hace necesario realizar una solicitud de estas estructuras como Unidades Constructivas Especiales.

La solicitud de esta UC, esta soportada en estudios realizados por la empresa. En el Anexo D se presentan las consideraciones técnicas, análisis de precios, análisis de AIU, cotizaciones de suministro por parte de las empresas DI MERCAS, DISTRIREDES JC y EDIMEL; así mismo cotizaciones de instalación por parte de las empresas CONSTRUINTER, ICICO SAS e INGFOX para las actividades correspondientes a la instalación y puesta en operación de este tipo de activo.

Los valores de la unidad constructiva especial solicitada, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.4 Valor solicitado de la UC Especial Postes de fibra de vidrio

UC Especial	Descripción Unidad Constructiva estructuras líneas aéreas especiales	Valor total ($ dic2017)	Tipo
N3LE03	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF	$ 15.163.050	Suspensión

UC Especial	Descripción Unidad Constructiva estructuras líneas aéreas especiales	Valor total ($ dic2017)	Tipo
N2LE03	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF	$ 14.931.486	Suspensión
N3LE05	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF Dos Circuitos	$ 15.230.512	Suspensión
N3LE05	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1350 KGF Dos Circuitos	$ 20.442.805	Suspensión
N3LE08	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1350 KGF Tres Circuitos	$ 20.943.498	Suspensión
N3LE10	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1500 KGF Cinco Circuitos, tres 34.5 kV y dos 13.2 kV	$ 22.204.954	Suspensión
N3LE04	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF	$ 17.058.427	Retención
N2LE04	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF	$ 16.480.519	Retención
N2LE06	Poste PRFV tronco piramidal 14 m X 1350 KGF Dos Circuitos	$ 20.394.430	Retención
N3LE06	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1350 KGF Dos Circuitos	$ 24.126.641	Retención
N3LE07	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1500 KGF Dos Circuitos	$ 31.756.388	Retención
N3LE09	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1500 KGF Tres Circuitos	$ 33.756.580	Retención
N3LE11	Poste PRFV tronco piramidal 16 m X 1500 KGF Cinco Circuitos, tres 34.5 kV y dos 13.2 kV	$ 40.034.621	Retención

4.4 Sistema de detección de incendios

Los sistemas de detección de incendios son críticos al momento de proteger las subestaciones y se debe garantizar su operatividad en todo momento ya que se está protegiendo no sólo los activos sino las vidas humanas presentes, un aviso a tiempo puede salvar vidas y evitar daños mayores.

El sistema de detección de incendios en las subestaciones está conformado por los siguientes componentes:

- Unidad de Control (Panel o grupo de Paneles en red).
- Equipos de detección (Existen distintos tipos acorde a las características del sitio).
- Accionadores manuales.
- Señalización (Sirenas, Strobos, Audio).
- Líneas de conexión (Cableado).
- Alimentación (Energía y backup).

- Elementos auxiliares (Módulos de entradas y salidas para censado y control opcional de otros equipos y sistemas).

Además de estos componentes tecnológicos, se incluyen equipos portátiles y de tipo satélite.

En la siguiente tabla se resumen la normatividad aplicable a los sistemas de detección de incendios

Tabla 4.5 Normativa aplicable para este tipo de UC

Norma	Alcance de la norma
CODIGO NSR-10 Decreto 926 de 2006 Asociación Colombiana de Ingeniería Sísmica	Establece donde son obligatorios los sistemas de detección y alarma de incendio, y proporciona lineamientos para su implementación.
REGLAMENTO TECNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS Ministerio de Minas y Energía	Proporciona requerimientos para asegurar que las instalaciones eléctricas sean seguras. Hace obligatoria la adopción de los primeros 7 capítulos del Código Eléctrico Colombiano Norma NTC-2050.
CODIGO ELECTRICO COLOMBIANO Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC	Establece requerimientos específicos para el cableado de los sistemas de detección y alarma de incendio en su sección 760. Está basado en el NEC, National Electrical Code de los Estados Unidos, versión 1996, publicado por NFPA en su norma NFPA 70. (Versiones posteriores 1999/2002/2005/2008/2011/2014 Actual: 2017)
LEY DE BOMBEROS Ministerio del Interior Ley 1575 de 2012	Faculta a los cuerpos de bomberos como autoridad competente para inspeccionar los sistemas de seguridad de una edificación y reportar a otras autoridades si existen no conformidades a la normatividad vigente
ESTATUTO DEL COMSUMIDOR Ley 1480 de 2011	Faculta a los consumidores de bienes inmuebles para exigir que los productos desarrollados por constructores se encuentren en completa conformidad a la normatividad vigente, y en caso de no estarlo establece un régimen de sanciones.
Código Nacional de Alamas de Incendio y Señalización. National Fire Protection Association Versión Actual: 2016.	Define los estándares de desempeño que deben cumplir los sistemas de detección y alarma de incendio para su correcta instalación y funcionamiento. Impone el uso de productos certificados por laboratorios independientes. Citada en el NSR-10.
Código de Seguridad Humana National Fire Protection Association Versión Actual: 2015	Determina requerimientos para garantizar la seguridad de vida, clasifica ocupaciones, y requerimientos para las mismas. Establece donde son requeridos los sistemas de detección y alarma, determina condiciones mínimas para evacuación, prevención, etc. Citada en el NSR-10.

El suministro e instalación de este sistema incluye el diseño detallado, suministro de componentes, instalación y puesta en marcha del sistema contraincendios de la subestación.

De acuerdo a las características y uso de la subestación se instalaría un sistema de detección de incendio, con los siguientes elementos básicos:

- Detectores ópticos de humo en las áreas de la casa de control

- Cajas manuales de alarma contra incendio en las áreas de la casa de control
- Sistema de alarma de altavoz y sirenas en la casa de control

Las señales provenientes de dichos equipos se concentran en tableros de control inteligente, instalados para tal fin.

Todos los equipos se conectan a la red de 120V AC, por lo que deberán ser suministrados con los elementos necesarios para transformación si es requerido.

La solicitud de esta UC, esta soportada en contratos ya ejecutados en la empresa, en los cuales se instalaron y entraron en operación este tipo de activos. En el Anexo D se presentan las consideraciones técnicas, Estudios previos contractuales (Ofertas, pliegos, análisis preliminares), APU de la UC, Minuta de los respectivos contratos, fichas técnicas de los equipos, acta parcial del contrato correspondiente a este tipo de activo.

Los valores de la unidad constructiva especial solicitada, se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 4.6 Valor solicitado de la UC Especial Sistema de detección de incendios

UC Especial	DESCRIPCIÓN UC	ACTIVIDAD	U.M.	Vr. Unitario	IPP 2021	IPP2017	VALOR 2017
N0EQ505	ESP-P-2.21	Sistema de detección de Incendios. (2021)	UND	$14.221.976,00	141.96	112.07	$ 6.706.264,91

4.5 Compensación capacitiva 50 MVAR

4.5.1 Contexto: Instalación de una Bahía de Compensación en la Subestación Aguaclara

Basados en el Plan de expansión del STR ENERCA 2023- 2033, Consisten en la instalación de un capacitor en la subestación Aguaclara con una capacidad de 50 MVAR. El proyecto permite que en el caso de la contingencia de la línea Chivor- Aguaclara se evite deslastrar carga para volver a valores de tensión óptimos.

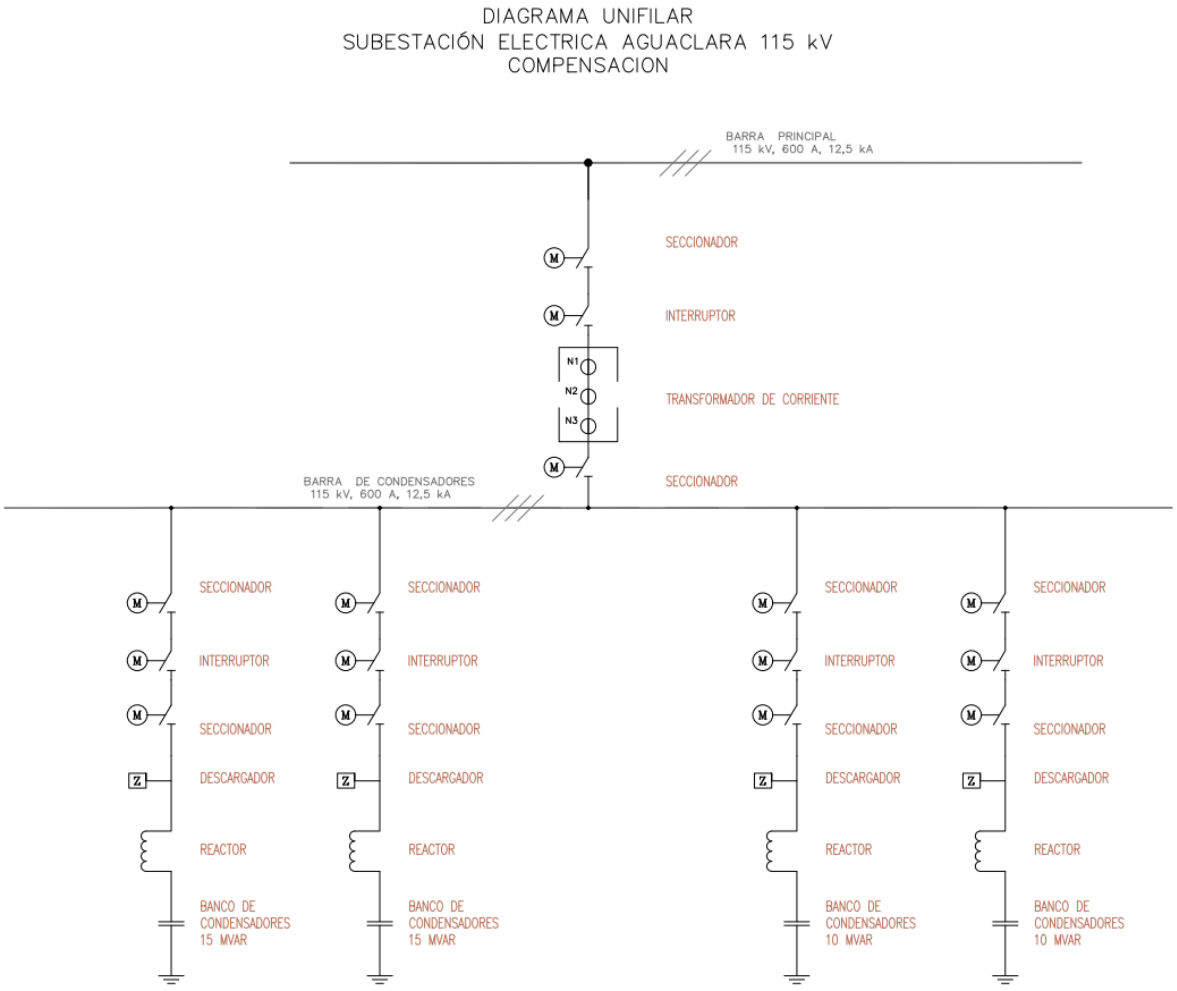
Por otro lado, el capacitor resolvería la importación actual de energía reactiva que enfrenta el sistema. No obstante, es importante considerar la instalación de un capacitor con capacidad de desconexión (capacitor switcheable) para que, en caso de que se presente un exceso, se pueda controlar mediante la desconexión del capacitor.

Conforme los análisis técnicos, se plantea el 2028 como año de entrada en operación del proyecto.

La incorporación de este proyecto a nivel de 115 kV exhibe un desempeño óptimo en cuanto a la tensión, cumpliendo con precisión los requisitos de operación establecidos en el Código de Redes.

Estos resultados se mantienen consistentemente en el rango de 90% a 110% bajo condiciones de máxima demanda y despacho hidráulico.

Para la implementación de un sistema de bancos de condensadores automáticos en Alta Tensión y en este caso conformado por dos pasos de 10 MVAr, y dos de 15 MVAr, se requiere la implementación de una topología como la siguiente:



En esta topología, cada uno de los pasos de los bancos de condensadores tiene asociado un interruptor (y junto a él dos seccionadores para actividades de mantenimiento) que realizará la maniobra de entrada y salida de los bancos, así como un juego de descargadores para protección contra sobretensiones.

Al tener los interruptores asociados a cada banco función de maniobra, se requiere un interruptor con función de protección para todo el banco, por ello, conectado a la barra principal de la subestación se encuentra el interruptor de protección junto con un juego de CTs cuya función es alimentar los relés de control y protección. La señal de tensión para estos relés será tomada de los PTs de barra.

Para implementar esta solución se pueden manejar tres alternativas:

· Bahías convencionales.

· Bahías con equipo híbrido.

· Bahías tipo GIS.

En cuanto al suministro de equipos se refiere es la de las bahías convencionales, sin embargo, el espacio disponible (11 m x 20 m aprox), no permite la implementación de cuatro bahías de interruptor más los bancos de condensadores.

La solución híbrida es el siguiente paso, en un equipo híbrido se encuentran concentrados el interruptor, seccionadores, CTs y PTs. Sin embargo, el costo asociado, aunque un poco menor al de un sistema GIS puede resultar más costos debido a la obra civil relacionada y a la necesidad de construir una segunda barra para la derivación a los tres pasos de la compensación, haciendo que el ahorro en equipo no compense el valor de las obras civiles y de montaje de los sistemas asociados.

Con una solución GIS, compacta y que reduce al mínimo posible las labores de obra civil y montaje.

4.5.2 Valoración Económica: Capacitor Aguaclara 50 MVAR

El cálculo de la valoración se hizo basado en valores comerciales:

Tabla 4.7 Valoración Económica Capacitor Aguaclara 50 MVRA

UC Especial	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor total ($ julio2024)	Valor total ($ diciembre 2017)
N4ESP1 Compensación 50 MVAR y bahía de compensación	Suministro de Equipos (Compensación Capacitiva 50 MVAr, Subestación tipo GIS, Sistema de Control y Protección), incluye: **Compensación Capacitiva 50 MVAr. Incluye**: · Banco de condensadores capacitivo. (Dos secciones de 15 MVAr y dos secciones de 10 MVAr) · Estructura Metálica. · Reactores de Desintonia. · Transformador de corriente de desbalance de fases. · Conjunto de Cables y Barras. · Conjunto de Conectores. · Conjunto de Aisladores. · Material de Conexión Interna del Banco. · Cobertura de Partes Vivas. · Caja de Interconexión. · Repuestos (Unidades Capacitivas y Medidor de Capacitancia) **Subestación tipo GIS compuesta de una entrada y tres salidas incluyendo:** · Interruptor 115 kV (x4)	GL	1	$14.051.641.800	$ 8.887.878.954

UC Especial	Descripción	Unidad	Cantidad	Valor total ($ julio2024)	Valor total ($ diciembre 2017)
	· Seccionador con cuchilla de puesta a tierra 115 kV (x4) · Seccionador sin cuchilla de puesta a tierra 115 kV (x4) · Transformador de Corriente 115 kV. (x3) · Estructura metálica y accesorios. · Relé de sincronismo y control. **Descargadores de sobretensión, óxido de zinc, tipo poliméricos de goma siliconada, con contadores de descarga. Incluye:** · Estructura metálica y accesorios. · Terminal de Línea. · Base Aislante. · Terminal de Tierra. · Contador de Descarga para medir corriente de descarga.				
	Servicios de Ingeniería y Estudios, Construcción de Obras Civiles, Montaje de Estructuras, Equipos y Sistemas, Pruebas y Puesta en Servicio.				
			SUBTOTAL	$ 14.051.641.800	$ 8.887.878.954
			I.V.A.	$ 2.669.811.942	$ 1.688.697.001
			TOTAL	$16.721.453.742	$10.576.575.956

Capítulo 5 Proyectos pendientes definición Recurso de Reposición

A la fecha de realización y presentación de este Plan de Inversión 2025-2029 a la Comisión de Regulación de Energía y Gas no se ha resuelto el recurso de reposición presentado por ENERCA S.A. E.S.P. en contra de la Resolución CREG No. 501 052 de 2024 *"Por la cual se modifica el plan de inversiones del mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., aprobado en la Resolución CREG 086 de 2021",* radicado ante la CREG el 28 de junio de 2024.

Con la solución del recurso de reposición en mención, se definiría el estado del reconocimiento de proyectos y unidades constructivas especiales para los años 2023 y 2024:

i) Reconocimiento de Unidades Constructivas Especiales: sistema de control de celdas de subestación, Sistema de Información Geográfica - GIS, Medio de comunicación GPRS, Poste de Fibra de Vidrio, Radios de comunicación inalámbrico punto a punto y sistema de detección de incendios.

ii) Reconocimiento del proyecto de interconexión Casanare – Vichada

iii) Reconocimiento del proyecto diferencial de barras de subestación Yopal

iv) Reconocimiento de la implementación de teleprotección Línea Yopal a Aguazul 115 kV.

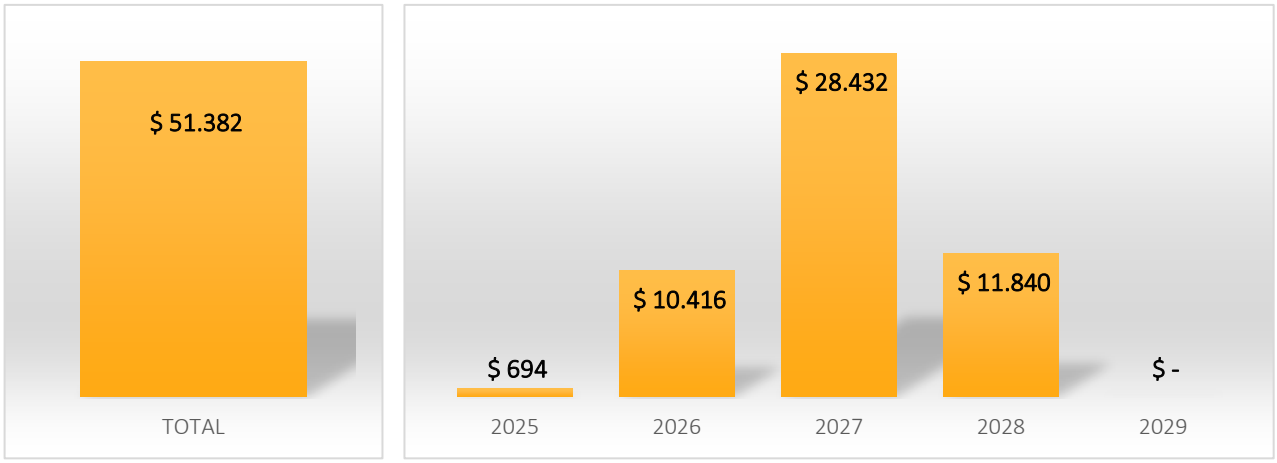
ENERCA al no disponer actualmente de la resolución en firme con la aprobación del plan de inversiones 2023 – 2027, presenta nuevamente estos proyectos en el Formato 5 de reconocimiento de inversiones del periodo 2025-2029.

Capítulo 6 Proyectos con recursos públicos

Para alcanzar las metas de reducción de pérdidas y mejora de la calidad del servicio establecidas por la empresa, es necesario implementar una serie de proyectos financiados con recursos públicos de la Gobernación de Casanare. Estos proyectos están dirigidos a activos de nivel de tensión 2 y 3 y se clasifican como tipo de inversión IV.

Para el periodo 2025-2029 se proyectan inversiones por $51.382 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, que distribuido por año es como se presenta en la siguiente figura:

Figura 6.1 Inversiones propuestas para el periodo 2025-2029 (Millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos



A continuación, se presenta el listado detallado de estos proyectos.

Tabla 6.1 Lista de proyectos a financiar con recursos públicos

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivele tensión	Tipo Inversión	FPO	Zona	Municipio
C211	Remodelación del circuito 15375, circuito urbano principal de Maní y construcción de un nuevo circuito en Maní	2	IV	2025	Centro 2	85139
S104	Normalización SE Villanueva 34,5 kV	3	IV	2025	Sur	85440
003.1	RECOS_Etapa 3	3	IV	2026	Todas	85001
0112	Construcción subestación La Salina II 34,5/13,2kV	3	IV	2026	Norte	85136
S102	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 1)	2	IV	2027	Sur	85410
S105	Nuevo Circuito 34,5 kV Aguaclara - Monterrey	3	IV	2027	Sur	85162

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivele tensión	Tipo Inversión	FPO	Zona	Municipio
S107	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 1)	2	IV	2027	Sur	85410
S109	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	3	III	2027	Sur	85162
S109_2	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	3	IV	2027	Sur	85162
S115	Ampliación transformación Subestación Tauramena 34,5 kV	3	IV	2027	Sur	85410
S116	Construcción circuito San Carlos 13,8 kV	2	IV	2027	Sur	85300
S121	Construcción nueva subestación Sabanalarga 34,5/13,8 kV y nuevo circuito 34,5 kV Aguaclara - Sabanalarga	3	IV	2027	Sur	85300
005.4	Construcción de suplencias 13,8 kV	2	IV	2027	Todas	85010
0123	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Llano Lindo	3	IV	2027	Centro 1	85001
0124	Construcción subestación Sácama II 34,5/13,2kV	3	IV	2027	Norte	85315
C119	Nuevo Circuito 34,5 kV Los Héroes - La Niata	3	IV	2028	Centro 1	85225
N107	Construcción nueva subestación El Convento 34,5/13,2 kV y nuevo circuito 34,5 kV La Esperanza - El Convento	3	IV	2028	Norte	85430
S106	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 2)	2	IV	2028	Sur	85410
S108	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 2)	2	IV	2028	Sur	85410
S112	Construcción subestación nueva Tauramena 34,5/13,2kV	3	IV	2028	Sur	85410

Tabla 6.2 Valoración económica de proyectos a financiar con recursos públicos

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivele tensión	Tipo Inversión	FPO	Relación B/C	Valor Millones $dic2017
C211	Remodelación del circuito 15375, circuito urbano principal de Maní y construcción de un nuevo circuito en Maní	2	IV	2025	10,4	185
S104	Normalización SE Villanueva 34,5 kV	3	IV	2025	1,2	509
003.1	RECOS_Etapa 3	3	IV	2026	1,2	9.476
0112	Construcción subestación La Salina II 34,5/13,2kV	3	IV	2026	3,2	941

Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivele tensión	Tipo Inversión	FPO	Relación B/C	Valor Millones $dic2017
S102	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 1)	2	IV	2027	9,5	944
S105	Nuevo Circuito 34,5 kV Aguaclara - Monterrey	3	IV	2027	11,6	8.834
S107	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 1)	2	IV	2027	9,5	1.106
S109	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	3	III	2027	9,5	1.009
S109_2	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	3	IV	2027	8,6	4.277
S115	Ampliación transformación Subestación Tauramena 34,5 kV	3	IV	2027	1,4	1.046
S116	Construcción circuito San Carlos 13,8 kV	2	IV	2027	9,5	1.284
S121	Construcción nueva subestación Sabanalarga 34,5/13,8 kV y nuevo circuito 34,5 kV Aguaclara - Sabanalarga	3	IV	2027	4,2	2.776
005.4	Construcción de suplencias 13,8 kV	2	IV	2027	9,5	834
0123	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Llano Lindo	3	IV	2027	28,3	5.495
0124	Construcción subestación Sácama II 34,5/13,2kV	3	IV	2027	7,4	825
C119	Nuevo Circuito 34,5 kV Los Héroes - La Niata	3	IV	2028	1,9	4.035
N107	Construcción nueva subestación El Convento 34,5/13,2 kV y nuevo circuito 34,5 kV La Esperanza - El Convento	3	IV	2028	1,7	1.977
S106	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 2)	2	IV	2028	6,6	944
S108	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 2)	2	IV	2028	6,6	1.380
S112	Construcción subestación nueva Tauramena 34,5/13,2kV	3	IV	2028	12,7	3.504

En la Figura 6.2 se presentan estas inversiones por año y nivel de tensión, siendo el nivel de tensión 3 y 2 los de mayor participación con un 56% y 42% respectivamente.

Figura 6.2 Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos

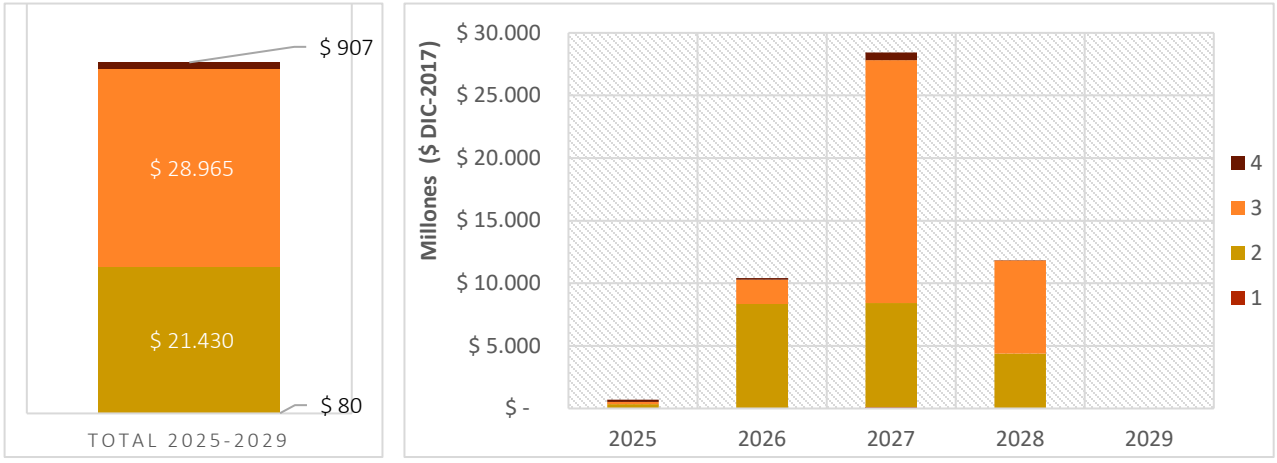
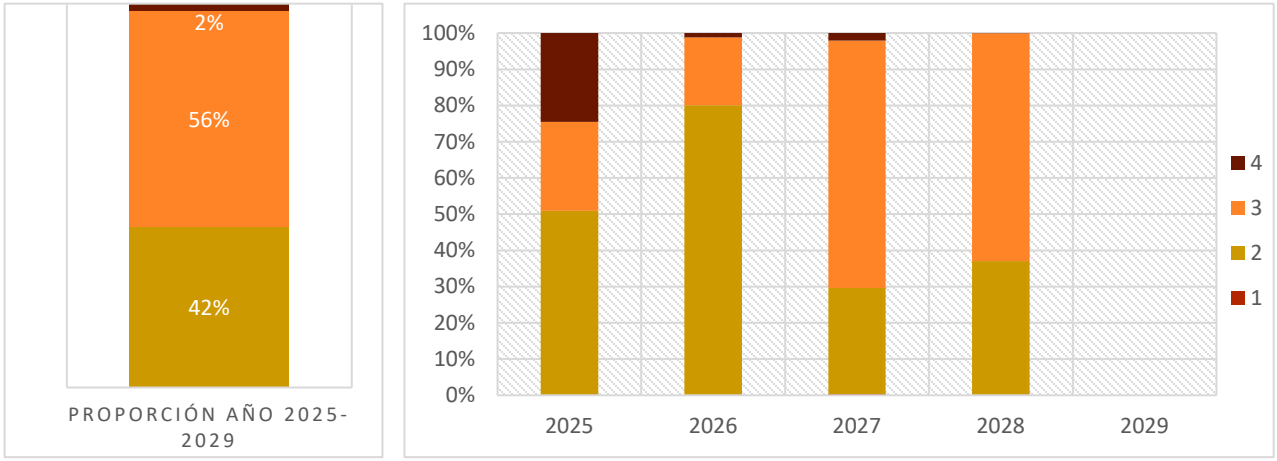


Figura 6.3 Inversiones 2025-2029 por nivel de tensión (% participación), Recursos Públicos



En las siguientes tablas, se presenta el valor de las inversiones 2025-2029, para cada nivel de tensión, año y categoría de activos. En el nivel de tensión 4 se reconocen parte de las inversiones de los activos de la categoría 10 y casa de control que de acuerdo con la metodología de la resolución CREG 015 de 2018 pertenecen al nivel de tensión 0:

Tabla 6.3 Valoración de las inversiones 2025-2029 RPP=1, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017)

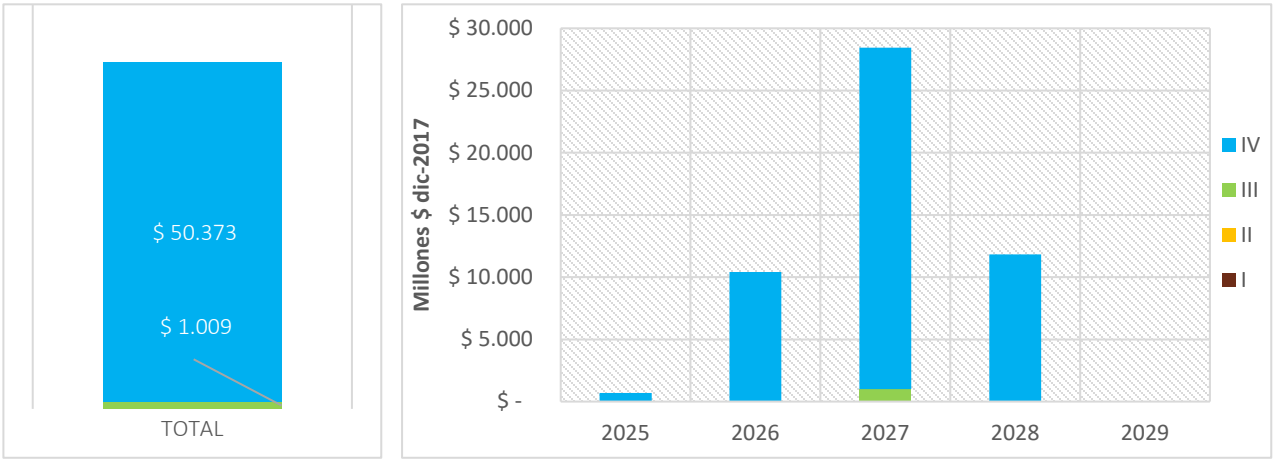
	Millones de pesos ($ dic 2017)					
	2025	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Total**
Nivel de Tensión 1	-	-	$80	-	-	$ 80
Nivel de Tensión 2	$ 354	$ 8.339	$ 8.351	$ 4.386	-	$ 21.430
Nivel de Tensión 3	$ 170	$ 1.952	$ 19.400	$ 7.442	-	$ 28.965
Nivel de Tensión 4	$ 170	$ 125	$ 600	$ 12	-	$ 907
Total	**$ 694**	**$ 10.416**	**$ 28.432**	**$ 11.840**	**-**	**$ 51.382**

Tabla 6.4 Valoración de las inversiones 2025-2029 RPP=1, por categoría de activos (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1	Transformador de potencia	-	$ 102	$ 1.316	$ 307	-	$ 1.725
2	Compensaciones	-	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	-	$ 99	$ 3.140	$ 459	-	$ 3.697
4	Equipos de control y comunicación	-	$ 1	$ 42	$ 6	-	$ 49
5	Equipos de subestación	-	$ 56	$ 470	$ 196	-	$ 722
6	Otros activos subestación	-	-	$ 520	-	-	$ 520
7	Líneas aéreas	$ 129	$ 595	$ 19.101	$ 10.019	-	$ 29.845
8	Líneas Subterráneas	-	-	$ 973	$ 70	-	$ 1.043
9	Equipos de línea	$ 54	$ 9.189	$ 1.422	$ 747	-	$ 11.411
10	Centro de control	$ 511	$ 375	$ 1.368	$ 36	-	$ 2.290
11	Transfor de distribución	-	-	$ 76	-	-	$ 76
12	Redes de distribución	-	-	$ 4	-	-	$ 4
TOTAL		$ 694	$ 10.416	$ 28.432	$ 11.840	-	$ 51.382

De igual forma, en la Figura 6.4 se muestra el Plan de Inversión clasificado por tipo de inversión según la Resolución CREG 015 de 2018. El 98% de los recursos públicos serán invertidos en proyectos Tipo IV enfocados a mejorar la calidad del servicio y confiabilidad del servicio, reducir pérdidas y renovación tecnológica que no implican atención de nueva demanda, el restante 2% corresponde a activos de reposición.

Figura 6.4 Inversiones 2025-2029 por tipo de inversión (millones de pesos dic 2017), Recursos Públicos



Capítulo 7 Resumen de los resultados

En este último capítulo se presentan un resumen de las inversiones propuestas en el Plan 2025-2029 con recursos propios de la empresa y del cual se solicita aprobación a la CREG.

7.1 Metas establecidas

7.1.1 Expansión del sistema

La meta de expansión del sistema de ENERCA, establecida como el total de inversión Tipo I y Tipo II para el horizonte 2025-2029, es de $ 8.138 millones de pesos ($ dic- 2017), el cual representa el 4% del total del Plan de Inversión.

Figura 7.1 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año (Millones de pesos dic 2017)

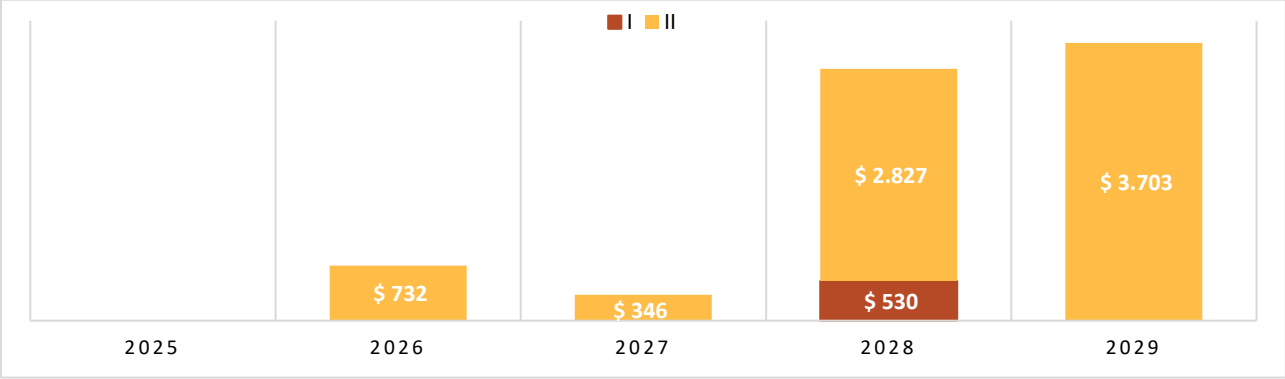
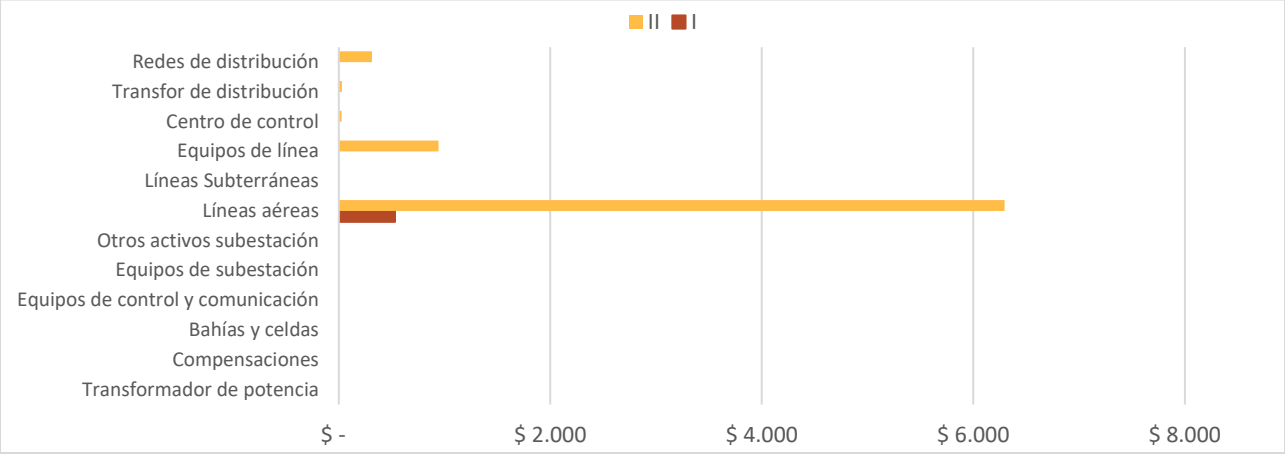


Figura 7.2 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por categoría de activo (Millones de pesos dic 2017)



7.1.2 Reposición de activos

La meta de reposición de activos del sistema de ENERCA, establecido como el total de inversión Tipo III para el horizonte 2025-2029, es de$ 29.247 millones de pesos ($ dic- 2017), el cual representa el 13% del total del Plan de Inversión.

Figura 7.3 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por año (Millones de pesos dic 2017)

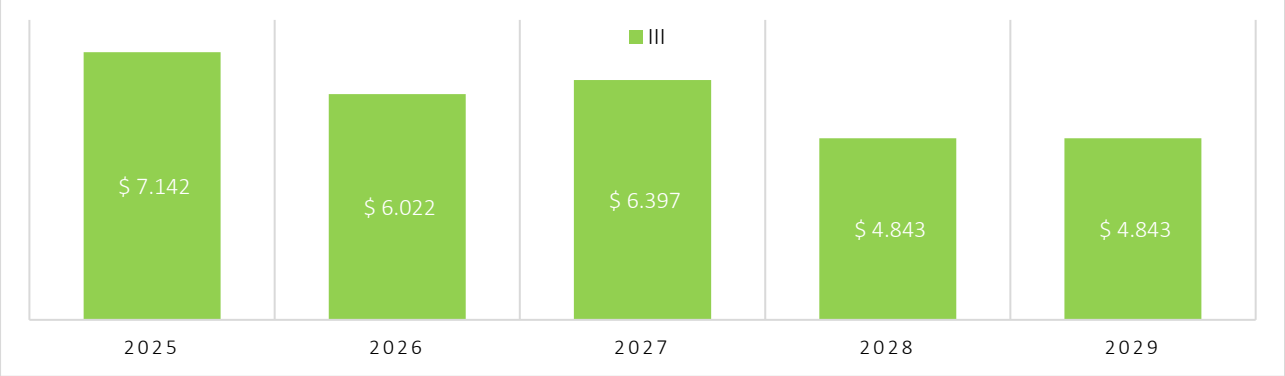
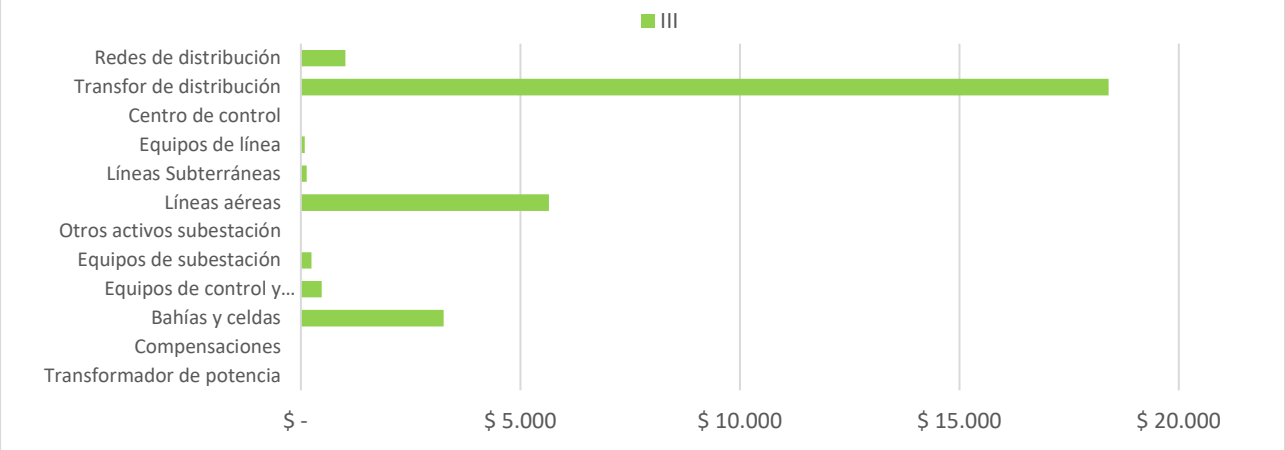


Figura 7.4 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017)



7.1.3 Calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica

La meta de calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema de ENERCA, establecido como el total de inversión tipo IV para el horizonte 2025-2029, es de$ 190.383 millones de pesos ($ dic- 2017), el cual representa el 84% del total del Plan de Inversión.

Figura 7.5 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo IV, por año (Millones de pesos dic 2017)

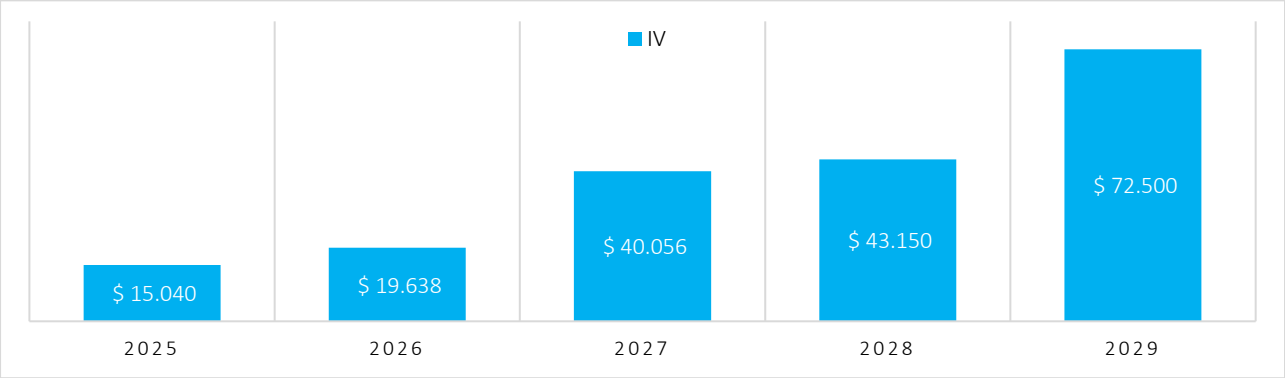
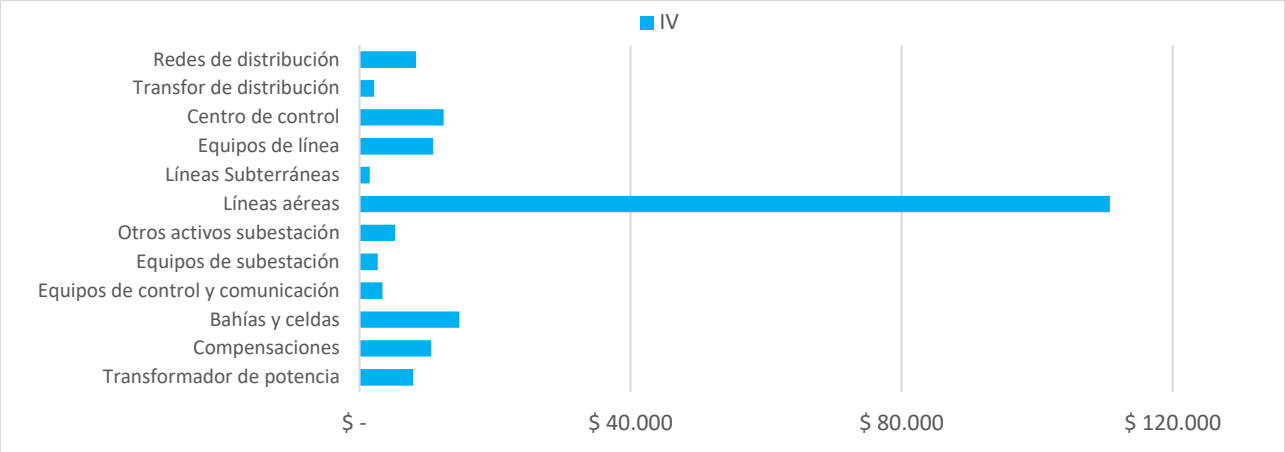


Figura 7.6 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo IV, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017)



7.1.4 Metas calidad media

Teniendo en cuenta que a la fecha de realización de este documento no hay una decisión en firme por parte de la CREG respecto de las metas de calidad para el año 2024, se parte de la meta establecida para el año 5 (2023) y se reduce anualmente el 8% como mejora en el indicador de duración de eventos y para el indicador frecuencia de eventos como se presenta a continuación:

Tabla 7.1 Metas anuales de calidad media para indicador de duración, horas

Año	SAIDI_M	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
t= 6 (2024)	28,578	28,721	28,435
t= 7 (2025)	26,292	26,423	26,161
t= 8 (2026)	24,188	24,309	24,068
t= 8 (2027)	22,253	22,364	22,142
t= 10 (2028)	20,473	20,575	20,371

Año	SAIDI_M	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
t = 11 (2029)	18,835	18,929	18,741

Tabla 7.2 Metas anuales de calidad media para indicador de frecuencia, veces

Año	SAIFI_M	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
t= 6 (2024)	19,565	19,662	19,466
t= 7 (2025)	18,000	18,089	17,909
t= 8 (2026)	16,560	16,642	16,476
t= 8 (2027)	15,235	15,311	15,158
t= 10 (2028)	14,016	14,086	13,946
t = 11 (2029)	12,895	12,959	12,830

7.1.5 Ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC

En la presente versión del Plan de Inversión 2025-2029 no se están considerando inversiones para la ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC.

7.2 Valoraciones de las inversiones planeadas para cada año

La inversión total del Plan de Inversión de ENERCA para el horizonte 2025-2029 es de aproximadamente $ 227.768 millones de pesos ($ dic- 2017). A continuación, se presenta la valoración de estas inversiones clasificadas por nivel de tensión y para cada año.

Figura 7.7 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017)

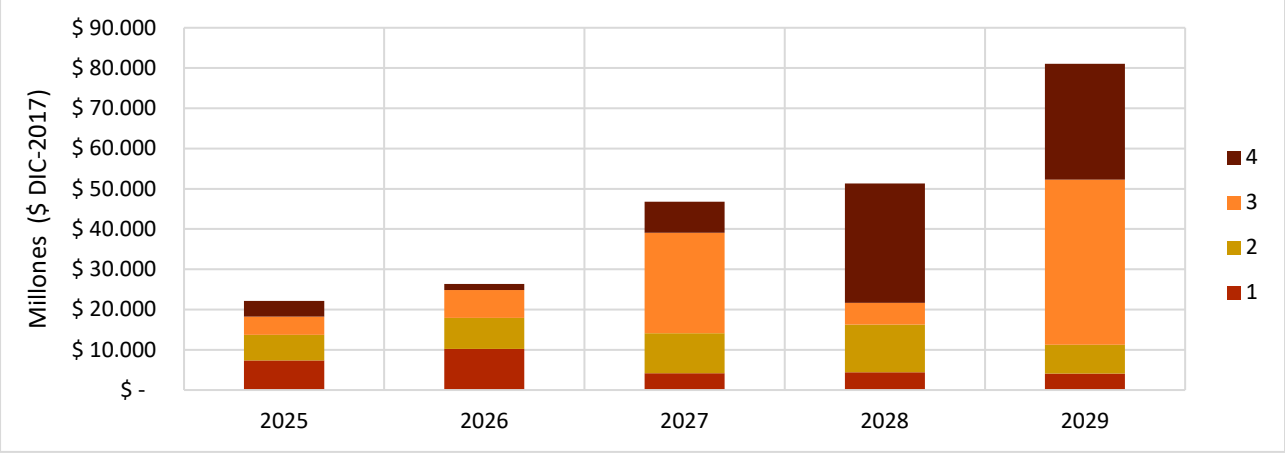


Figura 7.8 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (% de participación)

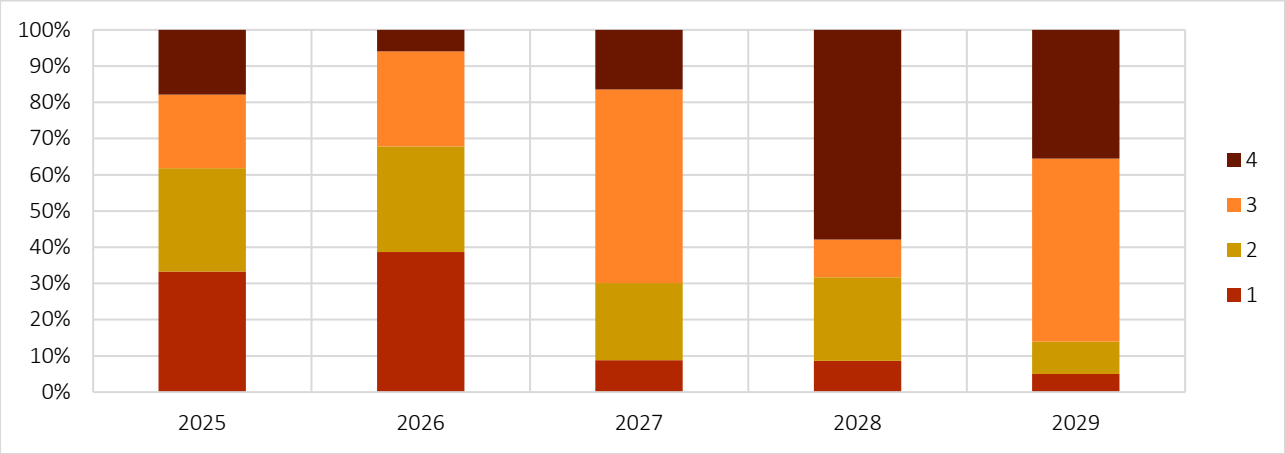
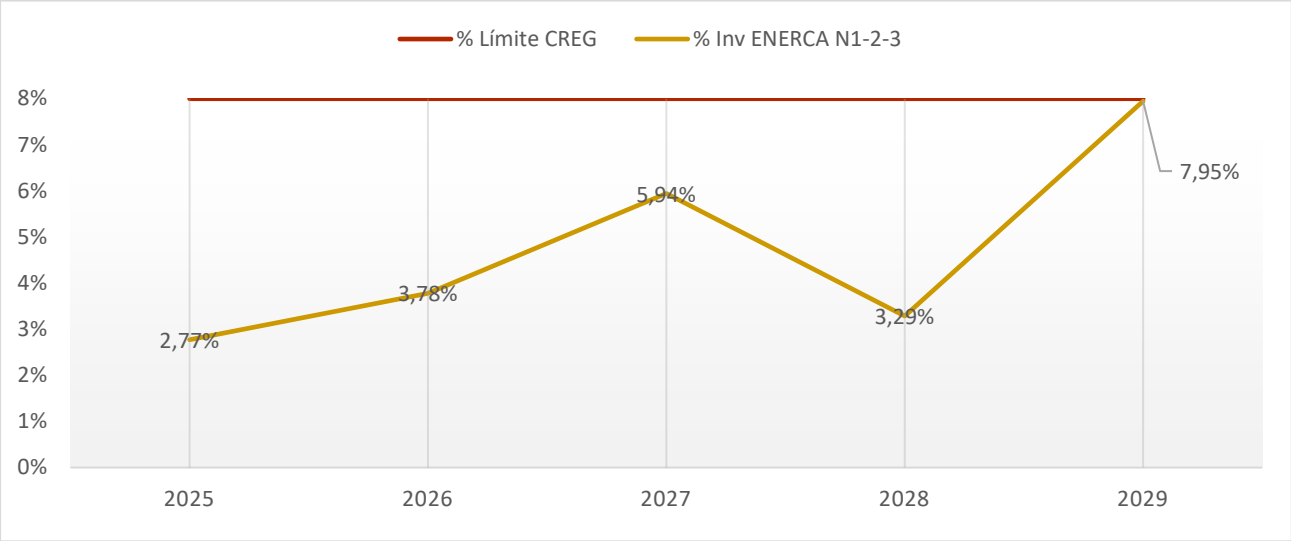


Tabla 7.3 Valoración de las inversiones 2025-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos $ dic 2017)

	Millones de pesos ($ dic 2017)					
	2025	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**Total**
Nivel de Tensión 1	$ 7.389	$ 10.201	$ 4.143	$ 4.425	$ 4.103	$ 30.261
Nivel de Tensión 2	$ 6.320	$ 7.697	$ 9.957	$ 11.869	$ 7.174	$ 43.017
Nivel de Tensión 3	$ 4.516	$ 6.937	$ 24.981	$ 5.332	$ 40.973	$ 82.740
Nivel de Tensión 4	$ 3.956	$ 1.557	$ 7.718	$ 29.723	$ 28.796	$ 71.750
Total	**$ 22.181**	**$ 26.392**	**$ 46.799**	**$ 51.350**	**$ 81.046**	**$ 227.768**

Al revisar el límite regulatorio de las inversiones, calculado como las inversiones totales de los niveles de tensión 1, 2 y 3 sobre el costo por reposición de referencia, CRR_j de $ 657.412 millones de pesos ($ dic 2017) definido en la Resolución CREG 501 025 de 2022, se tienen los siguientes porcentajes por año:

Figura 7.9 Revisión límite regulatorio de las inversiones (N1, 2 y 3)



Teniendo en cuenta que en ningún año del plan de inversiones se supera la referencia del 8%, no hay necesidad de hacer una solicitud especial a la Comisión para superar dicho límite, tal como se prevé en el literal c del numeral citado anteriormente.

En las siguientes tablas, se presenta el valor de las inversiones PI 2025-2029, para cada nivel de tensión, año y categoría de activos:

Tabla 7.4 Plan de inversiones, todos los niveles de tensión, (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1	Transformador de potencia	$ 137	$ 2.185	$ 2.185	$ 3.020	$ 383	$ 7.910
2	Compensaciones	-	-	-	$ 10.577	-	$ 10.577
3	Bahías y celdas	$ 4.148	$ 4.302	$ 4.302	$ 3.168	$ 2.036	$ 17.956
4	Equipos de control y comunicación	$ 810	$ 872	$ 1.046	$ 681	$ 444	$ 3.853
5	Equipos de subestación	$ 633	$ 762	$ 464	$ 520	$ 550	$ 2.928
6	Otros activos subestación	$ 665	$ 695	$ 1.096	$ 1.715	$ 1.029	$ 5.201
7	Líneas aéreas	$ 6.424	$ 5.179	$ 19.083	$ 24.027	$ 68.477	$ 123.191
8	Líneas Subterráneas	$ 670	$ 426	$ 373	$ 157	-	$ 1.627
9	Equipos de línea	$ 1.304	$ 1.759	$ 2.110	$ 2.747	$ 3.936	$ 11.856
10	Centro de control	$ 2	$ 11	$ 11.995	$ 312	$ 89	$ 12.410
11	Transfor de distribución	$ 4.296	$ 5.126	$ 3.750	$ 3.728	$ 3.680	$ 20.581
12	Redes de distribución	$ 3.093	$ 5.074	$ 393	$ 697	$ 423	$ 9.680
TOTAL		**$ 22.181**	**$ 26.392**	**$ 46.799**	**$ 51.350**	**$ 81.046**	**$ 227.768**

Tabla 7.5 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1	Transformador de potencia	-	-	-	-	-	-
2	Compensaciones	-	-	-	$ 10.577	-	$ 10.577
3	Bahías y celdas	$ 592	-	-	$ 1.117	$ 1.117	$ 2.825
4	Equipos de control y comunica	$ 144	$ 315	$ 162	$ 602	$ 314	$ 1.537
5	Equipos de SE	-	-	-	$ 305	$ 203	$ 508
6	Otros activos SE	$ 178	$ 535	$ 668	$ 1.342	$ 949	$ 3.672
7	Líneas aéreas	$ 3.041	$ 704	$ 2.889	$ 15.678	$ 26.184	$ 48.495
8	Líneas Subterráneas	-	-	-	-	-	-
9	Equipos de línea	-	-	-	-	-	-
10	Centro de control	$ 1	$ 4	$ 3.998	$ 104	$ 30	$ 4.137
TOTAL		**$ 3.956**	**$ 1.557**	**$ 7.718**	**$ 29.723**	**$ 28.796**	**$ 71.750**

Tabla 7.6 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1	Transformador de potencia	-	$ 1.748	$ 1.311	$ 1.857	-	$ 4.916
2	Compensaciones	-	-	-	-	-	$ -
3	Bahías y celdas	$ 2.348	$ 3.546	$ 3.442	$ 1.499	$ 818	$ 11.653
4	Equipos de control y comunica	$ 252	$ 491	$ 158	$ 30	$ 104	$ 1.036
5	Equipos de SE	$ 152	$ 297	$ 436	$ 188	$ 319	$ 1.392
6	Otros activos SE	$ 223	$ 80	$ 214	$ 137	$ 40	$ 694
7	Líneas aéreas	$ 966	$ 291	$ 14.558	$ 1.016	$ 37.858	$ 54.691
8	Líneas Subterráneas	$ 488	$ 209	$ 249	$ 119	-	$ 1.065
9	Equipos de línea	$ 86	$ 272	$ 614	$ 382	$ 1.802	$ 3.157
10	Centro de control	$ 1	$ 4	$ 3.998	$ 104	$ 30	$ 4.137
TOTAL		**$ 4.516**	**$ 6.937**	**$ 24.981**	**$ 5.332**	**$ 40.973**	**$ 82.740**

Tabla 7.7 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1	Transformador de potencia	$ 137	$ 437	$ 874	$ 1.163	$ 383	$ 2.993
2	Compensaciones	-	-	-	-	-	-
3	Bahías y celdas	$ 1.207	$ 757	$ 860	$ 553	$ 101	$ 3.478
4	Equipos de control y comunica	$ 414	$ 67	$ 726	$ 49	$ 25	$ 1.281
5	Equipos de SE	$ 481	$ 465	$ 27	$ 27	$ 27	$ 1.028
6	Otros activos SE	$ 264	$ 80	$ 214	$ 237	$ 40	$ 835
7	Líneas aéreas	$ 2.417	$ 4.184	$ 1.636	$ 7.333	$ 4.435	$ 20.005
8	Líneas Subterráneas	$ 182	$ 217	$ 124	$ 38	-	$ 562
9	Equipos de línea	$ 1.218	$ 1.487	$ 1.496	$ 2.365	$ 2.134	$ 8.699
10	Centro de control	$ 1	$ 4	$ 3.998	$ 104	$ 30	$ 4.137
TOTAL		**$ 6.320**	**$ 7.697**	**$ 9.957**	**$ 11.869**	**$ 7.174**	**$ 43.017**

Tabla 7.8 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, (Millones de pesos $ dic 2017)

Categoría de activos		2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
11	Transformador de distribución	$ 4.296	$ 5.126	$ 3.750	$ 3.728	$ 3.680	$ 20.581
12	Redes de distribución	$ 3.093	$ 5.074	$ 393	$ 697	$ 423	$ 9.680
TOTAL		**$ 7.389**	**$ 10.201**	**$ 4.143**	**$ 4.425**	**$ 4.103**	**$ 30.261**

7.3 Costo Total por tipo de inversión

La inversión total del Plan de Inversión de ENERCA para el horizonte 2025-2029 es de aproximadamente $227.768 millones de pesos ($ dic- 2017). A continuación, se presenta la valoración de estas inversiones clasificadas por tipo de inversión y para cada año.

Figura 7.10 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)

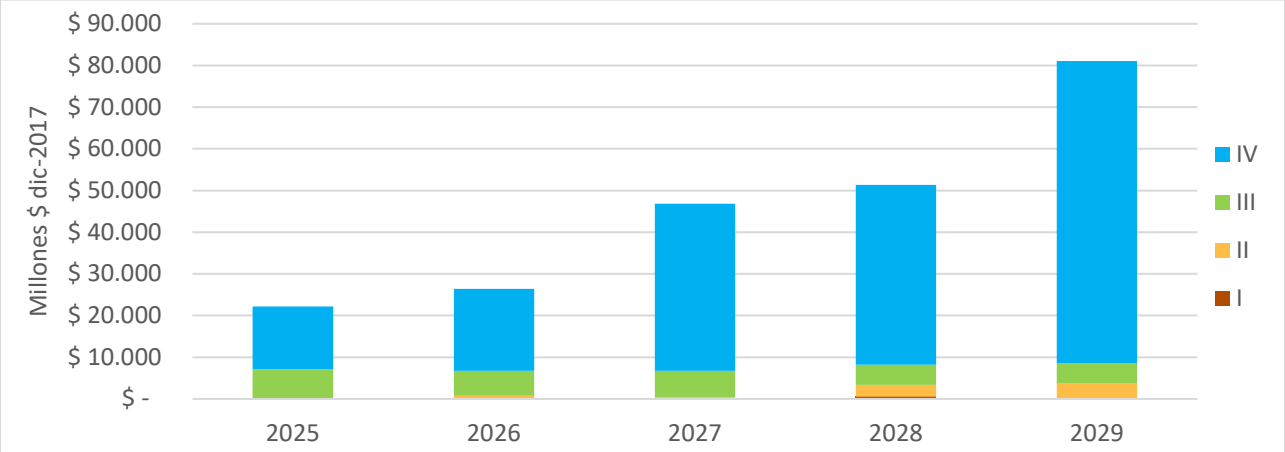


Figura 7.11 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (% de participación)

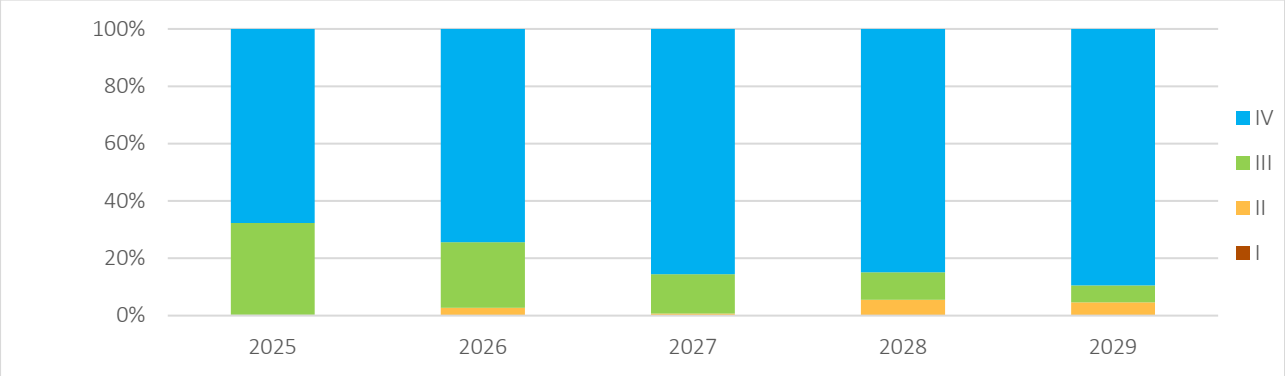


Tabla 7.9 Valoración de las inversiones 2025-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
I	-	-	-	$ 530	-	$ 530
II	-	$ 732	$ 346	$ 2.827	$ 3.703	$ 7.608
III	$ 7.142	$ 6.022	$ 6.397	$ 4.843	$ 4.843	$ 29.247
IV	$ 15.040	$ 19.638	$ 40.056	$ 43.150	$ 72.500	$ 190.383
TOTAL	**$ 22.181**	**$ 26.392**	**$ 46.799**	**$ 51.350**	**$ 81.046**	**$ 227.768**

7.4 Cronograma de inversiones y ubicación

Por último, en la siguiente tabla presenta un resumen de los proyectos planteados para los años 2025 a 2029, especificando el año proyectado de entrada en operación del proyecto y su ubicación, la inversión valorada con unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018, Capítulo 14 del Anexo General.

Tabla 7.10 Cronograma de inversiones y ubicación

Código Proyecto	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones $ ($ dic2017)	
					RPP=0	RPP=1
0100	III	2025	85001	Traslado de redes doble calzada Villavicencio -Yopal	1.596	-
0101	IV	2025	85001	Subestación Antigua Personería 13,2 kV y BT asociada	293	-
0102	IV	2025	85001	Nuevos pórticos en subestación Yopal	451	-
0103	IV	2025	85300	Ampliación transformación Aguaclara 34,5 kV	186	-
0105	III	2025	85001	Reposición transformadores NT1	3.680	-
0106	III	2025	85001	Reposición de postes	809	-
0107	IV	2025	85001	Instalación protecciones transformadores de distribución	1.217	-
0108	III	2025	85001	Instalación equipos de control y comunicaciones	464	-
0109	IV	2025	85001	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	68	-
001.3	IV	2025	85440	Control y reducción de pérdidas	3.941	-
C107	III	2025	15759	Cambio de interruptor en bahía de línea en la Subestación San Antonio 115 kV	182	-
C108	III	2025	15759	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Toquilla 115 kV	135	-
C109	III	2025	15759	Cambio seccionador bahía de línea San Antonio-Yopal 115 kV	135	-
C110	III	2025	15759	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Toquilla 115 kV	70	-
C111	III	2025	15759	Cambio seccionador bahía de transferencia San Antonio-Yopal 115 kV	70	-
C124	IV	2025	85001	Modernización subestación Ciudadela 34,5kV	5.842	-
C211	IV	2025	85139	Remodelación del circuito 15375, circuito urbano principal de Maní y construcción de un nuevo circuito en Maní	-	185
N108	IV	2025	85250	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Paz de Ariporo 115 kV	3.041	-

Código Proyecto	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones $ ($ dic2017)	
					RPP=0	RPP=1
S104	IV	2025	85440	Normalización SE Villanueva 34,5 kV	-	509
0110	IV	2026	85010	Nuevos pórticos en subestación Aguazul	149	-
0111	IV	2026	85263	Construcción circuito Altamira - Pore 13,8 kV	249	-
0112	IV	2026	85136	Construcción subestación La Salina II 34,5/13,2kV	-	941
0113	II	2026	85251	Nuevo Circuito Barranca Upía 13,2 kV	732	-
0114	III	2026	85325	Reposición del Tren de celdas Aguaclara 34,5 kV	1.533	-
0115	III	2026	85001	Reposición transformadores NT1	3.680	-
0116	III	2026	85001	Reposición de postes	809	-
0117	IV	2026	85001	Instalación protecciones transformadores de distribución	1.217	-
0118	IV	2026	85001	Modernización de red de Casanare N2	460	-
0119	IV	2026	85001	Instalación de fibra óptica	704	-
0120	IV	2026	85001	Instalación reconectadores	473	-
0121	IV	2026	85001	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	68	-
0122	IV	2026	85001	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	503	-
001.4	IV	2026	85440	Control y reducción de pérdidas	7.283	-
003.1	IV	2026	85001	RECOS_Etapa 3	-	9.476
005.3	IV	2026	85410	Construcción de suplencias 13,8 kV	834	-
C210	IV	2026	85010	Ampliación del Circuito 13,2 kV: 15448, que deriva de la SE Únete	-	-
C213	IV	2026	85010	Ampliación transformación Subestación Aguazul 115 kV	6.889	-
S111	IV	2026	85440	Construcción circuito Villanueva Peaje 13,8 kV	807	-
0123	IV	2027	85001	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Llano Lindo	-	5.495
0124	IV	2027	85315	Construcción subestación Sácama II 34,5/13,2kV	-	825
0125	IV	2027	85001	Centro de control	11.611	-
0126	III	2027	85001	Reposición transformadores NT1	3.680	-
0127	III	2027	85001	Reposición de postes	1.163	-
0128	IV	2027	85001	Instalación protecciones transformadores de distribución	1.217	-
0129	IV	2027	85001	Modernización de red de Casanare N2	460	-

Código Proyecto	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones $ ($ dic2017)	
					RPP=0	RPP=1
0130	IV	2027	85001	Instalación Unidades de calidad de potencia PQ	599	-
0131	IV	2027	85001	Instalación reconectadores	473	-
0132	IV	2027	85001	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	68	-
005.4	IV	2027	85010	Construcción de suplencias 13,8 kV	-	834
C113	II	2027	85001	Obras sector La Guamalera MT - BT (Morro)	346	-
C115	IV	2027	85001	Interconexión en fibra óptica Centro de Control y S/E Toquilla 115 kV	2.889	-
C116	IV	2027	85225	Yopalosa 115/34,5/13,2 kV	22.738	-
N104	III	2027	85250	Reposición del Tren de celdas Paz de Ariporo 34,5kV	1.554	-
S102	IV	2027	85410	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 1)	-	944
S105	IV	2027	85162	Nuevo Circuito 34,5 kV Aguaclara - Monterrey	-	8.834
S107	IV	2027	85410	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 1)	-	1.106
S109	III	2027	85162	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	-	1.009
S109_2	IV	2027	85162	Construcción nueva subestación Monterrey 34,5/13,8 kV	-	4.277
S115	IV	2027	85410	Ampliación transformación Subestación Tauramena 34,5 kV	-	1.046
S116	IV	2027	85300	Construcción circuito San Carlos 13,8 kV	-	1.284
S121	IV	2027	85300	Construcción nueva subestación Sabanalarga 34,5/13,8 kV y nuevo circuito 34,5 kV Aguaclara - Sabanalarga	-	2.776
0133	IV	2028	85001	Nuevo Circuito Yopal - Yopalosa 115kV	13.681	-
0134	II	2028	85263	Nuevo Circuito Pore 13,2 kV	187	-
0135	II	2028	85125	Nuevo Circuito Hato Corozal 13,2 kV	391	-
0136	IV	2028	85325	Construcción circuito Independencia Pellizco-Pirichigua 13,8 kV	1.915	-
0137	IV	2028	85430	Construcción subestación Trinidad II 34,5/13,2kV	1.224	-
0138	IV	2028	85263	Construcción subestación Pore II 34,5/13,2kV	852	-
0139	IV	2028	85325	Compensación Aguaclara 115 kV	10.601	-
0140	II	2028	85300	Nuevo Circuito rural Sabanalarga 13,2 kV y Nuevo circuito 13,2 kV Secreto - Sabanalarga	1.518	-
0141	III	2028	85001	Reposición transformadores NT1	3.680	-
0142	III	2028	85001	Reposición de postes	1.163	-
0143	IV	2028	85001	Instalación protecciones transformadores de distribución	1.217	-

Código Proyecto	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones $ ($ dic2017)	
					RPP=0	RPP=1
0144	IV	2028	85001	Modernización de red de Casanare N2	460	-
0145	IV	2028	85139	Instalación de fibra óptica	4.481	-
0146	IV	2028	85001	Instalación reconectadores	473	-
0147	IV	2028	85001	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	68	-
C114	II	2028	85001	Normalización y ampliación de la cobertura en Yopal	730	-
C117	IV	2028	85001	Instalación de nuevas celdas 13,8 kV en la subestación Yopal	201	-
C118	IV	2028	85001	Ampliación transformación Subestación Ciudadela 34,5 kV	1.888	-
C119	IV	2028	85225	Nuevo Circuito 34,5 kV Los Héroes - La Niata	-	4.035
C123	IV	2028	85001	Construcción circuito Yopal – Ciudadela 13,2 kV	1.690	-
C214	I	2028	85010	Repotenciación de los circuitos urbanos de Aguazul (15265 y 15266) a 13,8 kV	530	-
N107	IV	2028	85430	Construcción nueva subestación El Convento 34,5/13,2 kV y nuevo circuito 34,5 kV La Esperanza - El Convento	-	1.977
S101	IV	2028	85300	Ampliación transformación Subestación Aguaclara 115 kV	4.397	-
S106	IV	2028	85410	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV (Fase 2)	-	944
S108	IV	2028	85410	Construcción anillo Tauramena urbano 13,8 kV (Fase 2)	-	1.380
S112	IV	2028	85410	Construcción subestación nueva Tauramena 34,5/13,2kV	-	3.504
0148	II	2029	85001	Nuevo Circuito La Unión 13,2 kV	1.382	-
0149	IV	2029	85225	Construcción subestación El Caucho II 34,5/13,2kV	961	-
0150	IV	2029	85001	Nuevo Circuito Yopalosa - Paz de Ariporo 115kV	21.648	-
0151	IV	2029	85010	Construcción subestación San José de Bubuy II 34,5/13,2kV	1.210	-
0152	IV	2029	85400	Nuevo Circuito 34,5 kV Tamara - Palosantal	16.011	-
0153	IV	2029	85250	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa - Caucho	10.406	-
0154	IV	2029	85001	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopalosa Industrial	1.209	-
0155	IV	2029	85125	Construcción subestación Hato Corozal II 34,5/13,2kV	852	-
0156	III	2029	85001	Reposición transformadores NT1	3.680	-
0157	III	2029	85001	Reposición de postes	1.163	-
0158	IV	2029	85001	Instalación protecciones transformadores de distribución	1.217	-

Código Proyecto	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones $ ($ dic2017)	
					RPP=0	RPP=1
0159	IV	2029	85325	Instalación de fibra óptica	3.934	-
0160	IV	2029	85001	Instalación reconectadores	473	-
0161	IV	2029	85001	Instalación equipos de protección subestaciones 34,5 kV	68	-
C122	IV	2029	85010	Nuevo Circuito 34,5 kV Yopal - Charte - Aguazul y reconfiguración circuito 7 de 13,2 kV	12.348	-
C220	IV	2029	85010	Nuevo Circuito 34,5 kV Cupiagua - Monterralo - San Benito	1.217	-
N111	II	2029	85225	Nuevo Circuito Yopalosa - La Nevera - Nunchía 34,5 kV	2.321	-
S113	IV	2029	85410	Construcción circuito urbano y rural Tauramena 13,8 kV	944	-

ANEXOS

Adjunto a este documento se presentan los siguientes anexos:

ANEXO A: Documento Diagnóstico

ANEXO B: Evaluación económica proyectos incluidos en el Plan de inversión ENERCA 2025-2029.

ANEXO C: Conceptos de la UPME N4

ANEXO D: Soporte UC Especiales