

Plan de Inversión 2024-2029 de la Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.

INF_005-2024 Documento Plan de Inversión
Rev02

Contrato No.: 45-9793 de 2023

CQM SAS_P_044-2023 EMSA PI 2024-2029

CQM Consultoría SAS | Bogotá, mayo 2024

**Plan de Inversión 2024-2029 de la
Electrificadora del Meta S.A. E.S.P.**

**INF_005-2024 Documento Plan de Inversión
Rev02**

Presentado a:

ELECTRIFICADORA DEL META S.A E.S.P.



Consultor:

CQM CONSULTORÍA SAS

Bogotá D.C., mayo de 2024

Índice de versiones

Índice de Versión	Sección Modificada	Fecha Modificación	Observación
00		01/04/2024	Versión Inicial
01	Anexo A	03/04/2024	Atención comentarios EMSA
02	Resumen ejecutivo	03/05/2024	Atención comentarios JD EMSA – Relación del Plan de inversiones con el PND

Revisión y aprobación

Numero de versión		02	
Responsable	Nombre	Rol	Firma
Elaboración	July Gómez Nicolás Torres Magda Triviño Andrés Vargas Rojas	CQM CONSULTORIA SAS Equipo Consultor	
Revisión	Andrés Vargas Rojas	CQM CONSULTORIA SAS Director Proyecto	
Revisión	Camilo Quintero M.	CQM CONSULTORIA SAS Gerente General	
Aprobación	Oscar Mancera	EMSA ESP Interventor Contrato	
Aprobación	Luis Fernando Nieto	EMSA ESP Gerente Distribución	

Tabla de Contenido

Presentación.....	14
Resumen Ejecutivo	15
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.....	29
1.4 Criterios técnicos y consideraciones ambientales empleados	30
1.5 Riesgos y factores externos identificados.....	31
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	36
1.9 Lista y descripción de los proyectos de inversión identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año.....	38
1.9.1 Proyectos de Inversión Tipo I.....	43
1.9.2 Proyectos de Inversión Tipo II	47
1.10 Proyectos del plan asociados a los escenarios de crecimiento de la demanda.....	65
1.11 Costos estimados de AOM adicionales asociados con cada proyecto.....	67
1.12 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II	68
1.13 Identificación, descripción y valoraciones asociadas al cumplimiento de los Planes de Ordenamiento Territorial.....	70
1.14 Activos N4 con concepto UPME.....	70
Capítulo 2 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (Tipo III) 73	

2.1	Metodología empleada para la determinación de las inversiones.....	73
2.2	Perfil de antigüedad por categoría de activos	75
2.3	Análisis de riesgo	75
2.3.1	Categoría 1 – Transformadores de potencia.....	77
2.3.2	Categoría 3 – Bahías y celdas	80
2.3.3	Categoría 4 – Equipos de control y comunicaciones	86
2.3.4	Categoría 5 – Equipos de subestaciones.....	88
2.3.5	Categoría 6 – Otros equipos de subestaciones.....	88
2.3.6	Categoría 7 y 8 – Líneas aéreas y subterráneas	89
2.3.7	Categoría 9 – Equipos de Línea	91
2.3.8	Categoría 10 – Centro de control.....	92
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	92
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	92
2.6	Plan de reposición de elementos de control y comunicaciones del sistema	93
2.7	Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica y financiera de cada uno de los proyectos	93
2.8	Lista y descripción de los proyectos de inversión tipo III identificados, valorados y priorizados que serán ejecutados en cada año.....	95
2.8.1	Programa Reposición transformadores de potencia	96
2.8.2	Programa Reposición de equipos.....	96
2.8.3	Programa Reposición de transformadores N1.....	98
2.9	Beneficios totales en reducción de costos de AOM por la reposición de activos en el sistema del OR99	

Capítulo 3 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (tipo IV)100

3.1	Descripción de la metodología empleada para la determinación de las inversiones	100
3.2	Listado de beneficios y costos empleados en la evaluación económica de cada uno de los proyectos.....	100
3.2.1	Costos	101
3.2.2	Beneficios	101

3.3	Listado y descripción de los proyectos de inversión tipo IV identificados, valorados y priorizados que serán identificados en cada año	105
3.3.1	Programa Instalación cable de fibra óptica.....	107
3.3.2	Programa Remodelación líneas N3	107
3.3.3	Programa Centro de Control	107
3.3.4	Programa Sistema de Gestión de Activos	108
3.3.5	Programa Automatización.....	108
3.3.6	Programa Instalación Otros activos de subestación	109
3.3.7	Programa Remodelación líneas N2	110
3.3.8	Programa Normalización usuarios N1.....	111
Capítulo 4	Sistema de gestión de activos	112
Capítulo 5	Unidades constructivas especiales	114
Capítulo 6	Resumen de los resultados	115
6.1	Metas establecidas.....	115
6.1.1	Expansión del sistema	115
6.1.1	Reposición de activos	116
6.1.1	Calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica	117
6.1.1	Metas calidad media	119
6.1.2	Reducción y mantenimiento de pérdidas	119
6.1.3	Ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC.....	120
6.2	Valoraciones de las inversiones planeadas para cada año	121
6.3	Costo Total por tipo de inversión.....	126
6.1	Cronograma de inversiones y ubicación	127
ANEXOS.....	134

Lista de figuras

Figura 1.1 Cobertura de los municipios por el sistema eléctrico operado por EMSA	24
Figura 1.2 Área de cobertura de EMSA	24
Figura 1.3 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la EMSA 115 kV, 2022.....	25
Figura 1.4 Diagrama proyecto nueva Subestación Catama 115/34,5 kV.....	50
Figura 1.5 Diagrama proyecto nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	51
Figura 1.6 Diagrama proyecto nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV).....	52
Figura 1.7 Diagrama proyecto Reconfiguración de líneas 115 kV a Santa Helena	53
Figura 1.8 Diagrama proyecto línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2.....	53
Figura 1.9 Diagrama proyecto línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2	54
Figura 1.10 Diagrama proyecto línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2.....	55
Figura 1.11 Diagrama proyecto nueva subestación Sikuni 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	56
Figura 1.12 Diagrama proyecto nueva subestación Esmeralda 34,5/13,8 kV	56
Figura 1.13 Diagrama proyecto nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas.....	57
Figura 1.14 Diagrama proyecto nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas ..	58
Figura 1.15 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Catama-Cumaral	59
Figura 1.16 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Violetas – Guamal.....	59
Figura 1.17 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Ocoa-Acacias.....	60
Figura 1.18 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Acacias – Guamal.....	61
Figura 1.19 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Suria - Pachaquiario.....	61
Figura 1.20 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Reforma – Esmeralda 2.....	62
Figura 2.1 Análisis de criticidad subestaciones EMSA.....	73
Figura 2.2 Clasificación de los transformadores de potencia por impacto de falla.....	78

Figura 2.3 Clasificación de los transformadores de potencia en Probabilidad de falla	78
Figura 2.4 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en bahías y celdas.....	81
Figura 2.5 Valoración del impacto para las líneas de nivel de tensión 2 y 3	90
Figura 2.6 Evaluación de la probabilidad del riesgo de falla categoría 7 y 8	91
Figura 6.1 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año (Millones de pesos dic 2017).....	115
Figura 6.2 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por proyecto (Millones de pesos dic 2017)	115
Figura 6.3 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).....	116
Figura 6.4 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por año (Millones de pesos dic 2017)	116
Figura 6.5 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por proyecto, (Millones de pesos dic 2017)	117
Figura 6.6 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)	117
Figura 6.7 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)	118
Figura 6.8 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acorde con los proyectos de inversión Tipo IV, por proyecto (Millones de pesos dic 2017)	118
Figura 6.9 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)	118
Figura 6.10 Porcentaje de inversión proyectada – Xrt (*)	120
Figura 6.11 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos \$ dic 2017).....	121
Figura 6.12 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (% de participación) ..	121
Figura 6.13 Revisión límite regulatorio de las inversiones (N1, 2 y 3)	122

Figura 6.14 Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)..... 126

Figura 6.15 Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (% de participación). 126

Lista de tablas

Tabla 1.1 Información de las subestaciones de EMSA	32
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.....	37
Tabla 1.5 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por categoría de activos.....	37
Tabla 1.6 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por nivel de tensión	37
Tabla 1.7 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por programa	38
Tabla 1.8 Lista de proyectos de inversión Tipo I, valorados y priorizados por año	39
Tabla 1.9 Lista de proyectos de inversión Tipo II, valorados y priorizados por año	40
Tabla 1.10 Resumen proyectos de inversión Tipo I	43
Tabla 1.11 Resumen proyectos de inversión Tipo II	47
Tabla 1.12 Programa Nuevas líneas N2 (ampliación redes N2)	63
Tabla 1.13 Programa Nuevos Centros de Carga N1 (ampliación de redes e instalación transformadores de distribución)	64
Tabla 1.14 Programa Nuevos Centros de Carga N1 – transformadores de distribución.....	64
Tabla 1.15 Proyectos de inversión asociados a los crecimientos de demanda	65
Tabla 1.16 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II	69
Tabla 1.17 Activos N4 con concepto UPME incluido en el plan de Inversión.....	71
Tabla 2.1 Identificación del riesgo	75
Tabla 2.2 Probabilidad de ocurrencia del riesgo.....	76
Tabla 2.3 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo	76
Tabla 2.4 Matriz de riesgo.....	76

Tabla 2.5 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 1.....	77
Tabla 2.6 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo	78
Tabla 2.7 Acciones de mitigación de riesgo en Transformadores de Potencia	79
Tabla 2.8 Criterios para la evaluación del impacto bahías y celdas diferentes a líneas	81
Tabla 2.9 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas diferentes a líneas	82
Tabla 2.10 Evaluación del riesgo de celdas y bahías diferentes a líneas catalogados en riesgo muy alto.....	82
Tabla 2.11 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en bahías y celdas de línea N3/N2..	83
Tabla 2.12 Valoración del impacto del riesgo de falla en bahías y celdas de línea N3/N2.....	83
Tabla 2.13 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea N3/N2	84
Tabla 2.14 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea N3/N2 – Muy Alto y Alto	84
Tabla 2.15 Criterios de clasificación de impacto de bahías de línea N4	84
Tabla 2.16 Criterios de clasificación de probabilidad de bahías de línea N4.....	85
Tabla 2.17 Evaluación de riesgo bahías de línea de nivel 4	85
Tabla 2.18 Activos por subestación y nivel de tensión Categoría 4.....	86
Tabla 2.19 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6.....	88
Tabla 2.20 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6	88
Tabla 2.21 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 6.....	89
Tabla 2.22 Impacto sobre los equipos de la categoría 6.....	89
Tabla 2.23 Resultados de análisis de riesgo categoría 6.....	89
Tabla 2.24 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 7 y 8.....	90
Tabla 2.25 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 7 y 8 .	90
Tabla 2.26 Resultado análisis de riesgo categorías 7 y 8	91
Tabla 2.27 Valoración de activos de subestación que requieren ser reemplazados.....	92
Tabla 2.28 Valoración activos de líneas que requieren ser reemplazados.....	92

Tabla 2.29 Valoración de activos de control y comunicaciones que requieren ser reemplazados...	93
Tabla 2.30 Relación beneficio/costo proyectos Tipo III	93
Tabla 2.31 Lista de proyectos de inversión Tipo III valorados y priorizados por año	95
Tabla 2.32 Programa de cambio de transformadores de corriente (CTs) N4	96
Tabla 2.33 Programa de cambio de transformadores de corriente (CTs) N4	97
Tabla 2.34 Programa de reposición de unidades de calidad de potencia	97
Tabla 2.35 Programa de Reposición de transformadores N1	98
Tabla 2.36 Programa de Reposición de transformadores N1 – transformadores	98
Tabla 3.1 Modelo para la predicción de la frecuencia de interrupciones	102
Tabla 3.2 Modelo para la predicción de la duración de interrupciones	102
Tabla 3.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo IV	103
Tabla 3.4 Listado de proyectos de inversión tipo IV valorados y priorizados.....	105
Tabla 3.5 Programa remodelación líneas N3	107
Tabla 3.6 Programa automatización de subestaciones	108
Tabla 3.7 Proyecto de instalación de nuevos equipos (reconectores) de N2 y N3 - 2024	109
Tabla 3.8 Proyecto de instalación de nuevos equipos (reconectores) de N2 y N3 - 2025	109
Tabla 3.9 Programa remodelación circuitos N2.....	110
Tabla 3.10 Proyectos programa normalización.....	111
Tabla 4.1 Solicitud UC Especiales SGA.....	112
Tabla 4.2 Cotizaciones para el suministro de la solución de software para la Gestión de Activos .	112
Tabla 4.3 Implementación del Sistema de Gestión de Activos	113
Tabla 6.1 Metas anuales de calidad media para indicador de duración, horas	119
Tabla 6.2 Metas anuales de calidad media para indicador de frecuencia, veces.....	119
Tabla 6.3 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos \$ dic 2017).....	121

Tabla 6.4 Plan de inversiones, todos los niveles de tensión, (Millones de pesos \$ dic 2017)	123
Tabla 6.5 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, (Millones de pesos \$ dic 2017)	124
Tabla 6.6 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, (Millones de pesos \$ dic 2017)	124
Tabla 6.7 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, (Millones de pesos \$ dic 2017)	125
Tabla 6.8 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, (Millones de pesos \$ dic 2017)	125
Tabla 6.9 Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)	126
Tabla 6.10 Cronograma de inversiones y ubicación	127

Presentación

En el marco del contrato No. 45000009793 de 2023, que tiene por objeto general “Elaboración del Plan de Inversiones de EMSA E.S.P.” suscrito entre la Electrificadora del Meta S.A E.S.P. (en adelante “EMSA”) y Camilo Quintero Montaña Consultoría SAS (en adelante “CQM Consultoría SAS” o “Consultor”, a continuación, se presenta el Plan de Inversiones que EMSA realizará en el periodo en el periodo 2024-2029, 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 seis 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 describe el avance y activos necesarios para completar la implementación del sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001.

En el capítulo 5 se presenta el detalle de las unidades constructivas especiales solicitadas por EMSA, relacionadas con compensaciones reactivas en los niveles de tensión 4 y 3 requeridas para el funcionamiento adecuado del sistema, tal como se indica en el literal u) del numeral 14.1 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por último, en el capítulo 6 se presentan 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.

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 Electrificación del Meta realizará en el periodo 2024-2029 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.

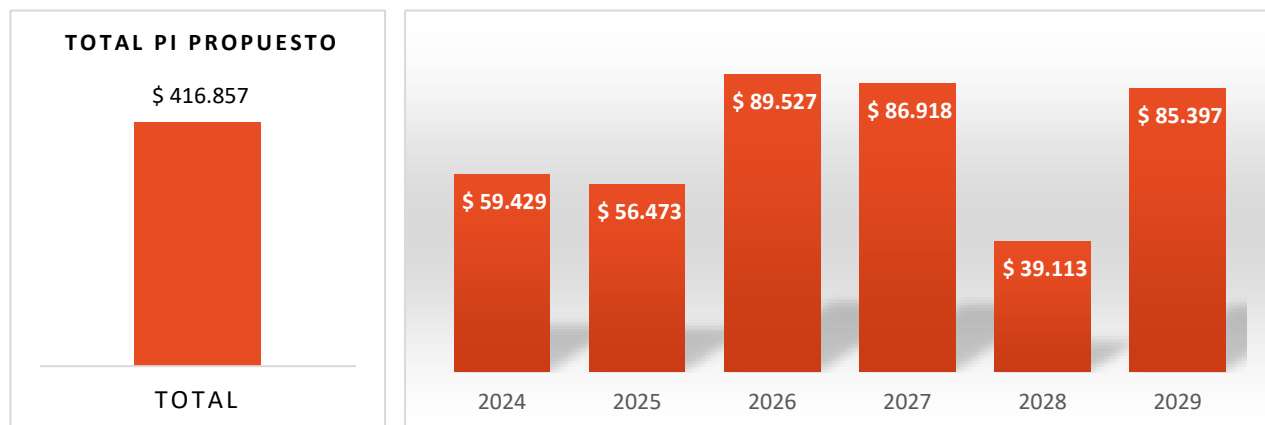
En la primera etapa de actualización del Plan de Inversión se realizó un diagnóstico del sistema operado por EMSA conforme la evolución de la demanda, cargabilidad de los elementos del sistema, capacidad de cortocircuito, posibilidades de ampliación y reconfiguración de subestaciones, perfil de antigüedad 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 2024-2029; adicionalmente se contó con la participación de las gerencias de Distribución, Planeación, Proyectos y Control de Energía. 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 nuevas subestaciones y líneas de nivel de tensión 4 y 3 que respondan a las necesidades de crecimiento de demanda del departamento del Meta, automatización de subestaciones y circuitos, 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 EMSA, contenido en este documento, para los próximos seis años será por aproximadamente de \$ 416.857 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, este valor es en promedio un 7,7% del costo de reposición de referencia aprobado para la empresa, valor que distribuido es el que 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 2024 y 2025 tienen inversiones un del orden del 6% del costo de reposición de referencia de la empresa, mientras que los años 2026 y 2027 se acercan al 10% de este valor. Estos valores dan un margen adecuado en la ejecución de las inversiones que permita mantener el máximo índice de pérdidas reconocidas posible.

Figura A. Inversiones propuestas para el periodo 2024-2029 (Millones de pesos dic 2017)



En el 2024 entrará en operación la nueva subestación Catama 115/34,5 kV y se construirá el nuevo circuito Suria - Santa Helena 2 115 kV y reconfiguración del circuito Suria - Puerto López 2 115 kV al nuevo circuito Santa Helena - Puerto López 115 kV. Así mismo, entrará en operación el circuito Catama – Cumaral 34,5 kV y se realizará la repotenciación de los transformadores de las subestaciones Porvenir, Granada, San Martín, San Juan de Arama y Medellín de Ariari.

Se proyecta para el 2025 la puesta en operación de las subestaciones Sikuni y nueva Esmeralda 34,5/13,8 kV. Así mismo, se realizará la repotenciación de los transformadores de las subestaciones Caños Negros, Fuente de Oro, Puerto Lleras, Puerto López. Se resalta también inversiones en remodelaciones de circuitos de nivel de tensión 3 y 2, e inicio del programa de automatización de subestaciones.

Entre el 2026 y 2027 se realizarán grandes obras de nivel de tensión 4: Subestación Violetas 115/34,5 kV, línea Santa Helena -Puerto López 2 115 kV, línea Puerto López – Campo Bonito 2 115 kV e instalación de la compensación 12,5 MVAR en la Subestación Campo Bonito 115 kV. Adicionalmente, se pondrá en funcionamiento la subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y se instalará el segundo transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA. En cuanto a reposiciones se planea la actualización y puesta en marcha de un nuevo centro de control tipo 4 (SCADA + EMS-Completo + DMS Completo + OMS + CMS) con el fin de implementar algunas capas de funcionalidad que permitan mayor manejo de las áreas de operación y control, así como la reposición del transformador Ocoa 1 115/34,5 kV por un transformador de 40 MVA 115/34,5/13,8 kV con un grupo de conexión D0yn5yn5

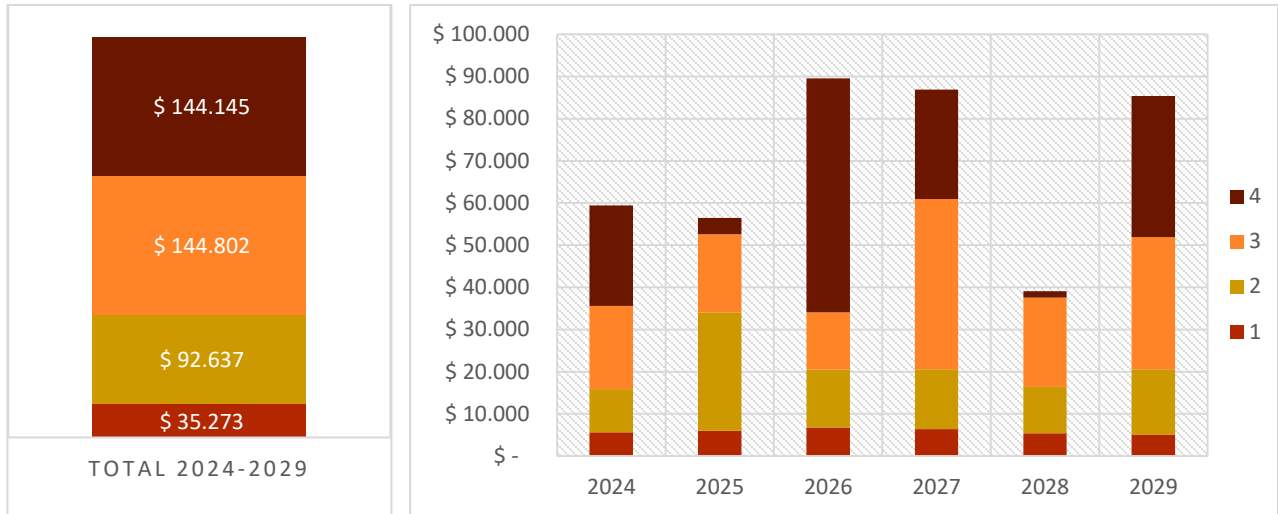
Resaltan las inversiones del año 2028 la construcción de la subestación Pachaquiario 34,8/13,8 kV, así como las líneas 34,5 kV: Violetas-Guamal, Ocoa-Acacias y Acacias-Guama

Para el año 2029 se proyecta la nueva subestación Subestación San Juan de Arama 115/34,5 kV, la puesta en operación de la línea Ocoa – Santa Helena 115 kV, y obras en remodelación de circuitos 34,5 kV y 13,8 kV.

Al desagregar las inversiones por nivel de tensión, los proyectos en el sistema de transmisión regional, nivel 4, representan un 35% del total del Plan de Inversión, el nivel de tensión 3 tiene una

participación del 35%, el nivel de tensión 2 aproximadamente el 22% y el nivel de tensión 1 el restante 8% del total del plan de inversión para los seis años. En la Figura B se presentan estas inversiones por año y nivel de tensión.

Figura B. Inversiones 2024-2029 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.

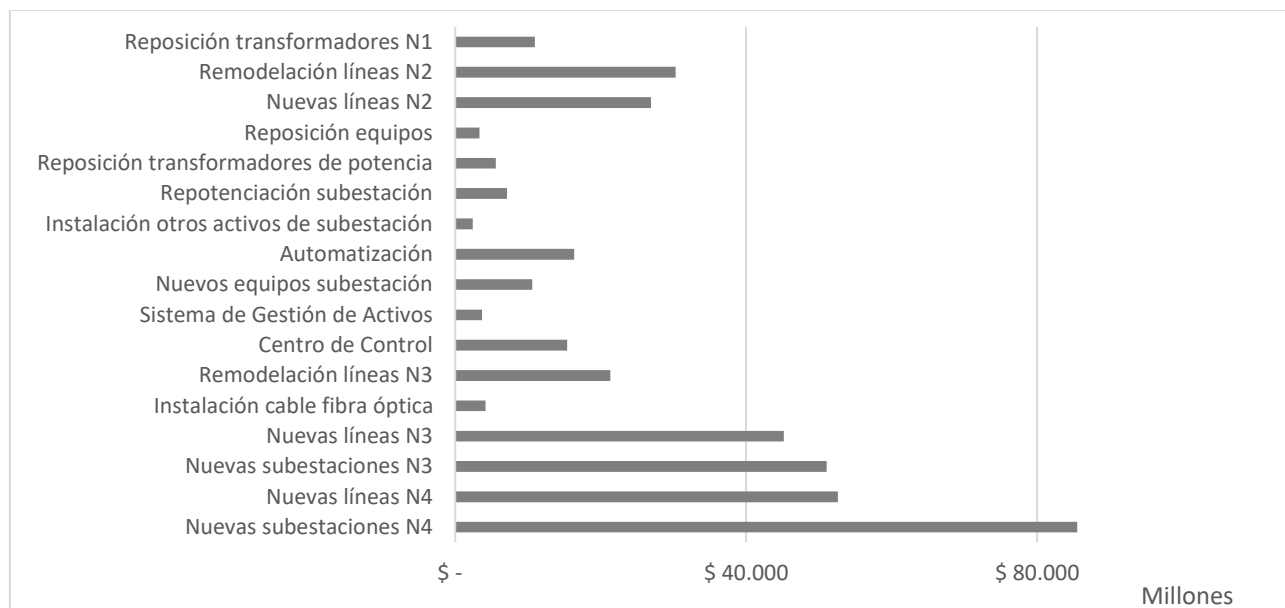
Figura C. Inversiones 2024-2029 por tipo de inversión (millones de pesos dic 2017)



El 70% del total del plan de inversión corresponden a proyectos Tipo II enfocados en la atención de nueva de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin reemplazo de activos de existentes.

A nivel de programas de inversión, los programas de “Nuevas subestaciones N4”, “Nuevas Subestaciones N3”, “Nuevas líneas N3” y “Nuevas líneas N4” representan el 56% del total del Plan de Inversiones (234.336 millones de pesos de Dic 2017), como se muestra en la siguiente Figura D.

Figura D. Inversiones 2023-2027 por programas de proyectos (millones de pesos dic 2017)



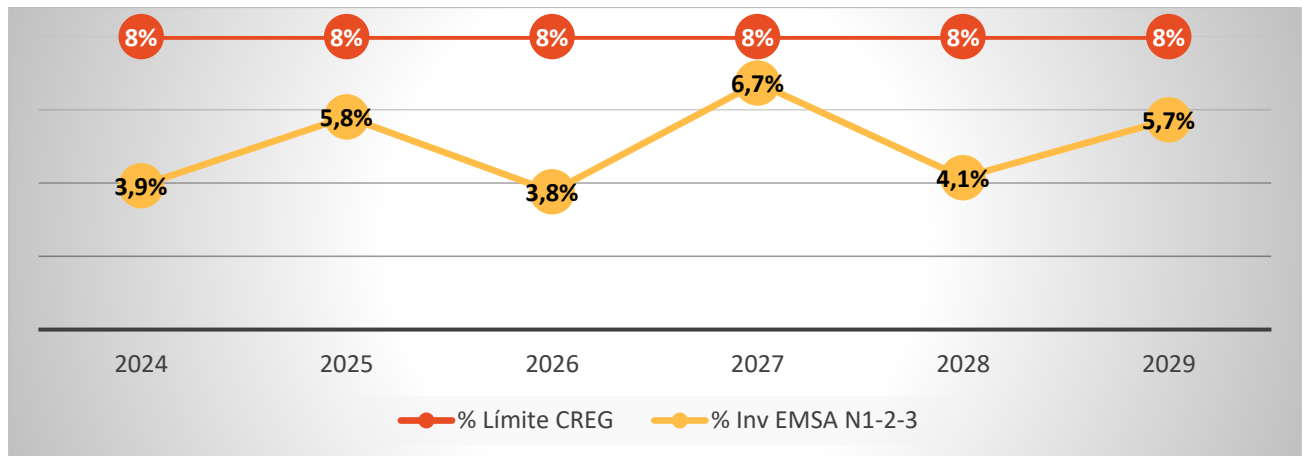
El Plan de Inversión propuesto incorporará la siguiente infraestructura nueva al sistema de EMSA:

- Tres nuevas subestaciones en 115 kV
- Línea Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km
- Línea Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km
- Línea Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km
- Reconfiguración líneas a Santa Helena. 0,7 km
- Cuatro nuevas subestaciones 34,5 kV
- Repotenciación de 10 transformadores y un banco de compensación en Cumaral
- Reposición de 42 CTs y el transformador Ocoa
- Instalación 2do Transformador Catama N4 y N3
- Nuevo banco de capacitores Puerto Limón
- Instalación acople de barras Ocoa y Barzal
- Instalación de compensación en Campo Bonito
- Instalación de 123 km de fibra óptica
- Instalación de 1.080 transformadores de distribución para nuevos centros de carga y 54 para normalización de usuarios
- Reposición de 225 transformadores de distribución por año
- Construcción de 129 km de red en el nivel de tensión 3 y 210 km en el nivel de tensión 2.
- Remodelación de 90 km de red en el nivel de tensión 3 y 300 km en el nivel de tensión 2

- Automatización de 10 subestaciones (Acacias, Barzal, Caños Negros, Cumaral, Granada, Idema, Puerto López, Reforma, San Martín, Suria)
- Fase final de implementación y adecuación de los sistemas requeridos para el SGA

El plan de inversión EMSA 2024-2029 en ningún año del plan de inversiones se supera la referencia del 8% del costo de reposición de referencia – CRR, aprobado al OR, no hay necesidad de hacer una solicitud especial a la Comisión para superar dicho límite, como se observa en la siguiente Figura E.

Figura E. Valor máximo permitido del Plan de Inversiones



La EMSA, con este Plan de Inversiones 2024-2029 que se presenta a la Comisión para su aprobación, tiene como objetivo:

- Recuperar y aumentar el valor de la base de activos aprobada a EMSA 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 EMSA.
- 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.

En relación con el plan de inversiones propuesto y las políticas públicas definidas en la Ley del Plan Nacional de Desarrollo se señala lo siguiente:

Mediante la Ley 2294 de 2023, se adoptó el Plan Nacional de Desarrollo "Colombia Potencia Mundial de la Vida" que incluye en el artículo 235 el concepto de Comunidades Energéticas.

En este sentido es necesario resaltar que el principal elemento para garantizar la viabilidad de las comunidades energéticas es el desarrollo de la infraestructura que le permita:

- Por una parte, entregar energía al sistema cuando estas comunidades operan como generadores distribuidos.
- Consumir la energía cuando deben demandar del sistema por no contar con disponibilidad de generación suficiente y
- Recibir el respaldo cuando son autogeneradores que cubren totalmente sus consumos con generación propia.

Si bien el desarrollo de este artículo del Plan Nacional de Desarrollo requiere la reglamentación por parte del Ministerio de Minas y Energía, y posiblemente de parte de la CREG según lo defina el Ministerio, en el presente Plan de Inversión de la EMSA, basados en los resultados del diagnóstico, se han planteado montos de inversión muy importantes que, entre otros objetivos, permitan disponer de una red adaptada en todos los niveles de tensión, pero en particular en los niveles de tensión 1, 2 y 3, esto es en el SDL, siendo estos los niveles de tensión que a futuro tendrán mayor requerimiento para permitir la operación de las comunidades energéticas:

Las inversiones propuestas en estos niveles de tensión son las siguientes:

- Nivel de Tensión 1: 35.273 millones de pesos de diciembre de 2017.
- Nivel de Tensión 2: 92.637 millones de pesos de diciembre de 2017.
- Nivel de Tensión 3: 144.802 millones de pesos de diciembre de 2017.

Estas inversiones en el Sistema de Distribución local - SDL representan el 65% del total de inversiones incluidas en el Plan de Inversión 2024 - 2029. Con estas inversiones, tal como se señaló anteriormente, se tendrán los siguientes resultados en materia de activos para la prestación del servicio:

En Nivel de Tensión 1:

- Instalación de 1.080 transformadores para nuevos centros de carga y 54 para normalización de usuarios
- Reposición de 225 transformadores de distribución por año

En nivel de Tensión 2:

- Construcción de 129 km de red de N3 y 210 km en el N2
- Reposición de 90 km de red en N3 y 300 km en N2.

En Nivel de Tensión 3:

- Cuatro nuevas subestaciones 34,5 kV
- Repotenciación de 10 transformadores y un banco de compensación en Cumaral

- Reposición de 42 CTs y el transformador Ocoa
- Instalación 2do Transformador Catama N4 y N3
- Nuevo banco de capacitores Puerto Limón
- Instalación acople de barras Ocoa y Barzal
- Instalación de compensación en Campo Bonito

Adicionalmente, considerando que el Plan de Inversiones puede ser actualizado cada dos años, es importante hacer un seguimiento a los desarrollos normativos que expidan el MME y la CREG en torno a las comunidades energéticas y de ser el caso incorporar los criterios que se adopten en este sentido en la revisión del Plan de Inversión.

Diagnóstico del sistema

El documento de diagnóstico del sistema, contiene información descriptiva del sistema operado por EMSA para los años 2018 al 2022, 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 2012-2022, resultados que permitieron establecer una base inicial de proyectos a desarrollar en los próximos seis 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 EMSA, 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 operado por EMSA, con corte a diciembre de 2022, atendió 380.180 usuarios con una demanda de energía de 1.262.476 MWh-año, con 49 subestaciones de potencia, aproximadamente 15.270 transformadores de distribución, 476 kilómetros de redes de nivel 4, 1.386 kilómetros de nivel 3, 8.054 kilómetros de nivel de tensión 2 y 4.474 redes de nivel de tensión 1¹. La demanda máxima de potencia fue 237 MW, tenía instalada una capacidad de transformación de 1502 MVA y 55 plantas de generación conectadas a su sistema correspondientes a 174,7 MW.

EMSA atiende en su mayoría todos los municipios del departamento de Meta (23 de 29), a excepción de: Mapiripán, Puerto Concordia, Barranca de Upía, La Macarena, San Juanito y el Calvario, como se observa en la Figura 1.1, teniendo un área geográfica atendida aproximadamente de 60.000 km².

El departamento del Meta en el 2018, último año de actualización del PIEC, presentó un índice de cobertura de energía eléctrica total del 89,79%.

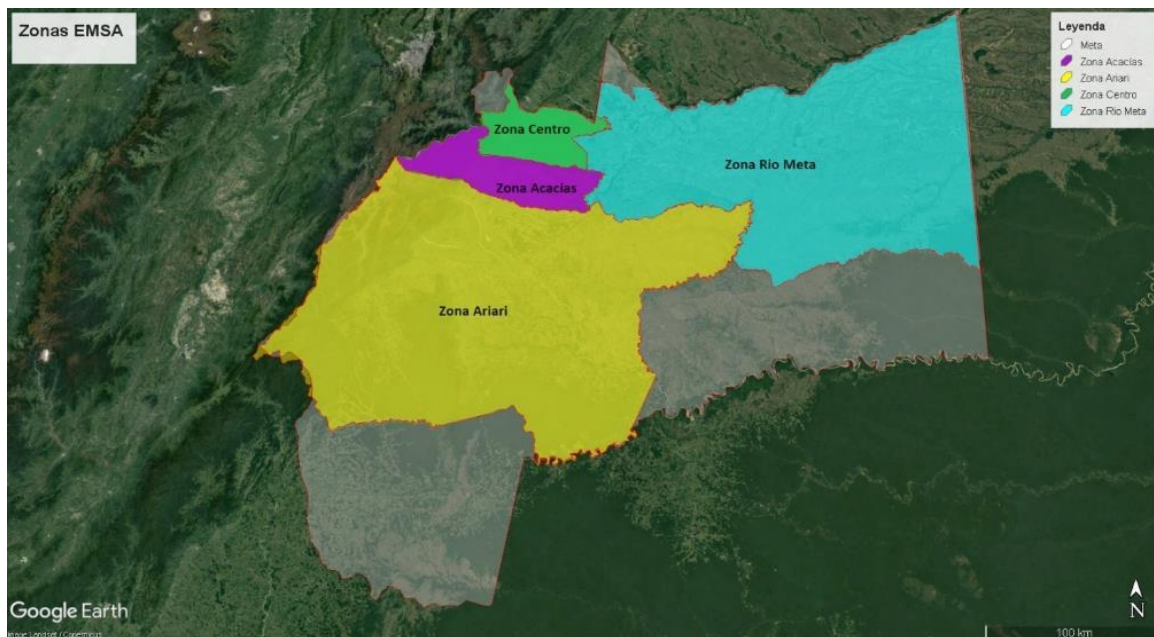
¹ Las cifras de los km de líneas y redes corresponden a las cantidades remuneradas por la CREG.

Figura 1.1 Cobertura de los municipios por el sistema eléctrico operado por EMSA



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

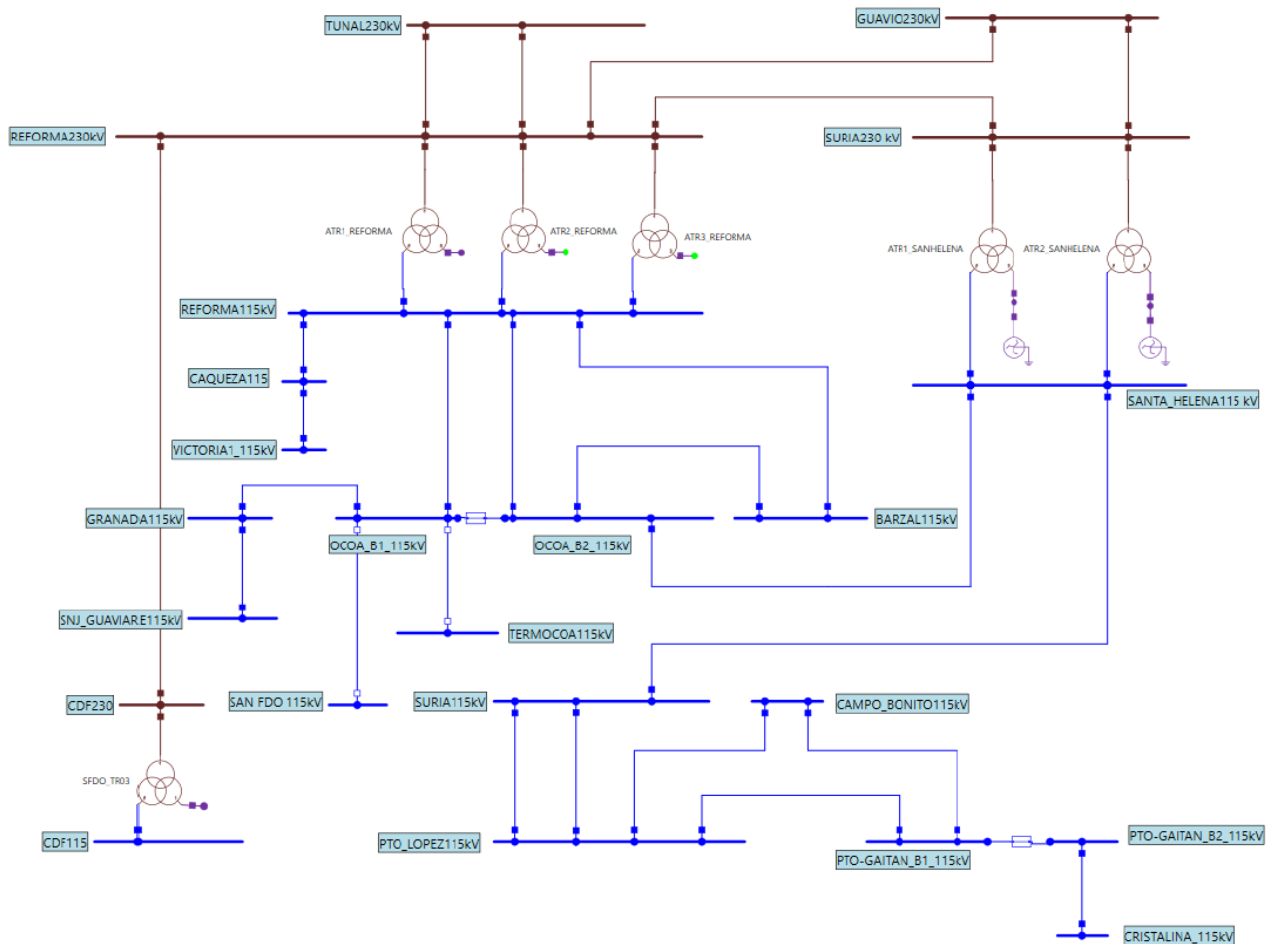
Figura 1.2 Área de cobertura de EMSA



El sistema de EMSA cuenta con una conexión al STN a través de la subestación La Reforma 230/115 kV ubicada en el municipio de Villavicencio, de igual forma se tendrá una segunda conexión a través de la subestación Santa Helena 230/115 kV.

Así mismo, tiene conexión con el mercado de ENEL a través del circuito 115 kV Reforma - Cáqueza - Victoria. Hacia el departamento de Guaviare conexión con ENERGUAVIARE a través de la línea Granada - San José Guaviare 115 kV, como se muestra en el siguiente diagrama unifilar.

Figura 1.3 Diagrama unifilar del sistema eléctrico de la EMSA 115 kV, 2022



EMSA en los últimos cinco años (2019-2023) invirtió aproximadamente \$179.414 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017; se destacan los siguientes proyectos puestos en operación en el periodo 2019- 2023:

- Construcción de la Subestación Santa Helena 230/115 kV – 300 MVA, con avance en el proceso de licenciamiento ante ANLA para el barraje de conexión de las subestaciones.
- Construcción de la Subestación Centauros 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA en el municipio de Villavicencio.
- Construcción del segundo circuito Puerto López – Puerto Gaitán 115 kV

- Repotenciación subestaciones Apiay y Porvenir 34,5 kV.
- Reposición del transformador de la Subestación Idema 34,5 kV
- Remodelación de tramos de circuitos en los niveles de tensión 3, 2 y 1.
- Ampliación redes de nivel de tensión 2 y 1 para atención de nueva demanda.
- Reposición de equipos de subestaciones

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

Indicadores SAIDI (Horas año)			Indicadores SAIFI (Fallas año)		
	Meta Resolución CREG 139/2021	SAIDI Real		Meta Resolución CREG 139/2021	SAIFI Real
2019	25,610	25,06	2019	35,500	19,88
2020	23,561	23,38	2020	32,660	16,9
2021	21,676	20,5	2021	30,047	15,59
2022	19,942	15,7	2022	27,644	18,61
2023	18,347	23,73	2023	25,432	42,03

El índice de pérdidas totales de energía ($IPT_{j,t}$) en el mercado de comercialización servido por EMSA para el 2022 fue de 14,06%, y de 15,63% en el nivel de tensión 1 ($PT_{j,1,t}$).

En cuanto a las condiciones de cargabilidad, se resalta que el transformador de Catama 34,5/13,8 kV está operando con una cargabilidad de 91%. Otros transformadores con porcentajes de carga elevados, mayores al 80%, pero que aún no superan el 100% de carga, son: Fuente de Oro 34,5/13,8 kV, Puerto Lleras 34,5/13,8 kV, Caños Negros 34,5/13,8 kV, Puerto López 34,5/13,8 kV, Puerto Gaitán 115/34,5/13,8 kV. 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 EMSA, en el año 2033 entre los 201 y 287 MW, dependiendo del escenario.

1.2 Supuestos empleados para los análisis de evolución del mercado

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

- EMSA atiende un mercado donde su demanda de energía se distribuye en una proporción 64% - 36% entre usuarios regulados y no regulados, respectivamente.
- La evolución de la demanda de energía de EMSA, esta disminuyó en los años 2017 y 2020 en un 22,8% y 3,9% respectivamente, explicadas principalmente por la disminución de la demanda del nivel de tensión 4, las cuales están asociadas a las cargas petroleras que se ubican en el departamento del Meta

- En cuanto a la atención de usuarios, la proporción es 85 % urbanos y 15% rurales que se mantiene en el tiempo. La evolución de los usuarios atendidos por EMSA en los últimos tres años presentó una tasa de crecimiento anual promedio de 3,3%.
- 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 regionales (Meta) de demanda de las unidades de control de pronóstico (UPC) de la UPME; c) históricos de la demanda de energía y potencia de EMSA; d) ingreso de nuevas unidades o subestaciones al sistema; e) consideración de las demandas de las subestaciones que atienden usuarios industriales. 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.

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 2024-2029 en lo referente a expansión del sistema STR y SDL de EMSA parte de los análisis eléctricos y económicos del Plan de Expansión vigente de la empresa 2022-2031, realizado por el Consultor GERS SA, en el cual se realiza un diagnóstico de la operación del sistema actual de EMSA, 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 su 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 (2031) 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 2022, modelado en el software DigSILENT PowerFactory de análisis de sistemas de potencia, actualizado de acuerdo con el último Plan de Expansión emitido por la UPME, “Plan de Expansión de Referencia Generación - Transmisión 2020-2034”.

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 Gerencia de Proyectos 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 cuatros años debido a la conexión de nuevos centros de carga o al desarrollo de nuevas subestaciones 115/13,8 kV o 34,5/13,8 kV: obedece a la necesidad del sistema de crear nuevas fuentes de suministro a circuitos de 13,8 kV con alta carga o mala regulación de tensión por su longitud o calibre de los conductores.

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 EMSA 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 y en la Resolución CREG 070 de 1998, 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, EMSA consideró los siguientes criterios y lineamientos:

- Proyectos del STR aprobados por la UPME para el sistema de EMSA, o que los mismos se encuentran en trámite en la UPME:
 - Nueva subestación Catama 115/34,5 kV - 40 MVA y las líneas asociadas Ocoa – Catama 115 kV (aprox. 18 km) y Catama – Santa Helena 115 kV (aprox. 25 km).
 - Nueva subestación Violetas 115/34,5 kV - 30 MVA y las líneas asociadas Ocoa – Violetas 115 kV (aprox. 30 km) y Violetas – Granada 115 kV (aprox. 37 km).
 - Nueva subestación San Juan de Arama 115/34,5 kV – 30 MVA que se conectará a través de la línea Granada – San Juan de Arama 115 kV (aprox. 26,5 km).
 - Segundo circuito Ocoa – Santa Helena 115/34,5 kV de aproximadamente 31 km y obras asociadas en cada subestación.
 - Segundo circuito Santa Helena – Puerto López 115 kV de aproximadamente 60 km y obras asociadas en cada subestación.
 - Segundo circuito Puerto López – Campo Bonito 115 kV de aproximadamente 50 km y obras asociadas en cada subestación.
 - Construcción de un nuevo circuito Suria - Santa Helena 2 115 kV y reconfiguración del circuito Suria - Puerto López 2 115 kV al nuevo circuito Santa Helena - Puerto López 115 kV.
- Valoración del impacto en el desempeño del sistema, dando prioridad a aquellos proyectos que impactan en mayor medida la confiabilidad del sistema.
- Capacidad de ejecución de proyectos por parte de la empresa.
- Tiempos de ejecución de un proyecto, conforme la historia de la empresa, tanto para el STR como para el SDL.
- 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 de doble circuito: 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 la construcción del nuevo circuito.
 - Construir un segundo circuito: para esta alternativa se debe considerar la facilidad de obtener la licencia ambiental, los permisos y servidumbre. Con esta alternativa existe el riesgo sobre acertar en la longitud exacta de circuito final, lo cual en STR implica reproceso del aval dado por la UPME.

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 ingeniería 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 ambiental ante las correspondientes Corporaciones Autónomas Regionales que pueden ser 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.

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 ambiental 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 2022, EMSA disponía de las siguientes subestaciones:

✓ Cantidad total	49
✓ Transformación total (MVA)	1502
✓ Cantidad nivel 220 kV /230 kV - mayor nivel de tensión presente	3
✓ Cantidad nivel 4 - mayor nivel de tensión presente	7
✓ Cantidad nivel 3 - mayor nivel de tensión presente	39
✓ Transformación (MVA) nivel 220 kV /230 kV	850
✓ Transformación (MVA) nivel 4	414
✓ Transformación (MVA) nivel 3	239

En la Tabla 1.1 se muestra información básica de las subestaciones de EMSA, a diciembre de 2022. 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 EMSA

IUS	Código SE	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud (m)	Área (m2)	Zonas	Capacidad Instalada (MVA)
0001	AC01	ACACIAS	-73,765524	3,994535	351	2536	Acacias	25
0011	LJ01	AGUAS CLARAS	-73,85778	3,47274	420	3527	Ariari	5
0032	AL01	ALTILLANURA - PUERTO GAITAN	-72,044693	4,223929	216	29900	Rio Meta	60
0029	VI06	APIAY	-73,587629	4,096116	467	1600	Centro	28,75
0025	VI02	BARZAL	-73,647126	4,143202	467	10000	Centro	262,5
0006	CY01	CABUYARO	-72,78824	4,287409	178	316	Rio Meta	2
0034	CT01	CAMPOBONITO	-72,601552	4,174543	218	2500	Rio Meta	13,75
0027	VI04	CAÑOS NEGROS	-73,61218	4,146512	467	2946	Centro	25
0017	PL02	CASETABLA	-72,84623	4,114759	178	400	Rio Meta	2
0004	CL01	CASTILLA LA NUEVA	-73,692334	3,830751	440	1000	Acacias	9,25
0045	VI10	CATAMA	-73,571079	4,126435	373	5000	Centro	52,5
0049	VI12	CENTAURUS	-73,639919	4,109197	438	2230	Centro	12,5
0033	CR01	CRISTALINA (**)	-71,614279	4,268076	212	7,5		
0003	CB01	CUBARRAL	-73,842976	3,790464	450	1200	Ariari	2
0005	CU01	CUMARAL	-73,482896	4,265899	460	1600	Centro	12,5
0007	DO01	EL DORADO	-73,835091	3,741584	461	219	Ariari	4
0042	TI01	EL TIGRE	-73,42268	2,921014	232	1200	Ariari	1
0028	VI05	ESMERALDA	-73,647282	4,163377	467	2000	Centro	3
0008	FO01	FUENTE DE ORO	-73,603273	3,452622	359	180	Ariari	1,63
0009	GR01	GRANADA	-73,71387	3,552153	341	3667	Ariari	75
0010	GU01	GUAMAL	-73,776132	3,889612	440	2505	Acacias	6,2
0054	VI17	HELIOS	-737085	4,07628	490	1100	Centro	
0026	VI03	IDEMA	-73,634984	4,124452	467	1520	Centro	50
0015	PG01	MANACACIAS	-72,087463	4,310574	405	1600	Rio Meta	16,5
0002	CA01	MEDELLIN DEL ARIARI	-73,803206	3,625377	491	1200	Ariari	1,5
0013	MS01	MESETAS	-74,032275	3,371885	485	1200	Ariari	2
0035	MB01	MURIBA	-74,241823	3,124337	400	2500	Ariari	2
0030	VI08	OCOA	-73,687301	4,079329	467	17582	Centro	80
0038	PN01	PLANAS	-71,330473	4,184964	212	1200	Rio Meta	2
0047	VT01	PORVENIR	-71,454964	4,624486	175	1200	Rio Meta	1
0031	CU02	PRESENTADO (**)	-73,356467	4,301525	309	1	Centro	0,225
0014	PE01	PUERTO LIMON	-73,487329	3,371074	295	1200	Ariari	5,5
0012	LL01	PUERTO LLERAS	-73,381074	3,30253	359	900	Ariari	2
0016	PL01	PUERTO LOPEZ	-72,969874	4,080217	178	6961	Rio Meta	62,45
0039	PR01	PUERTO RICO	-73,193144	2,951144	224	3600	Ariari	2,5
0036	OA01	PUERTO TRIUNFO	-71,65735	3,775658	204	1200	Rio Meta	3,5
0024	VI01	REFORMA	-73,705142	4,179494	467	17556	Centro	570
0040	RE01	RESTREPO	-73,568741	4,249679	480	4238	Centro	15,5
0018	PL04	RUBI	-72,35239	4,309653	178	1200	Rio Meta	3
0020	SJ01	SAN JUAN DE ARAMA	-73,873231	3,374253	510	521	Ariari	2

IUS	Código SE	Nombre	Longitud	Latitud	Altitud (m)	Área (m ²)	Zonas	Capacidad Instalada (MVA)
0021	SM01	SAN MARTIN	-73,700786	3,716584	467	1932	Ariari	17,5
0037	PA01	SAN PEDRO DE ARIMENA	-71,749108	4,512621	153	1200	Rio Meta	1,5
0048	VI13	Santa Helena	-73,444485	4,057847	325	51651	Centro	350
0041	SE01	SERRANIA	-72,672411	3,909799	210	1200	Rio Meta	1
0046	VI11	SURIA	-73,4429	4,057801	321	4900	Centro	30
0019	SG01	SURIMENA	-73,346615	3,878269	351	300	Acacias	23,5
0043	TL01	TILLAVA	-71,756052	3,560471	206	1200	Rio Meta	0,5
0044	TZ01	TROPEZON	-72,720695	3,80507	201	1200	Rio Meta	2
0022	UR01	URIBE	-74,349362	3,237429	485	128	Ariari	1
0023	VH01	VISTA HERMOSA	-73,757103	3,133459	485	738	Ariari	3

(**) Subestaciones no operativas en 2023

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. 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 una revisión de los valores catastrales presentados por EMSA en la solicitud inicial de ingresos a la CREG y otra proporcionada por la empresa. 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
2024041	Repotenciación Transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV de 12,5 MVA a 20 MVA.	2	2025	Villavicencio	2,8
2024043	Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – de 0,5 a 0,75 MVA	2	2024	Puerto Gaitán	1,5
2024044	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 20 a 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	2	2024	Granada	1,4
2024045	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – de 5 a 12,5 MVA	2	2024	San Martin	3,7
2024046	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – de 2 MVA a 6,25 MVA	2	2024	San Juan de Arama	1,2

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2024047	Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – de 1,6 a 3 MVA	2	2024	El Castillo	1,1
2024048	Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – de 2 a 3 MVA	2	2025	Fuente de Oro	5,3
2024049	Repotenciación Transformador Surimena de 34,5/13,8 kV - de 3 a 12,5 MVA	2	2029	Surimena	1,1
2024050	Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – de 2 a 3 MVA	2	2025	Puerto Lleras	5,7
2024051	Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – de 6,25 a 12,5 MVA	2	2025	Puerto López	4,8
2024052	Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – De 2 a 5 MVAR	3	2028	Cumaral	3,5

Tabla 1.3 Relación beneficio/costo proyectos Tipo II

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2019001	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	4	2024	Villavicencio	>1 (*)
2019002	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	4	2026	Guamal	>1 (*)
2019008	Nueva subestación Sikuaní 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2025	Villavicencio	1,07
2019010	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2027	San Carlos Garagoa	1,06
2019012	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	3	2024	Villavicencio, Cumaral	1,95
2024003	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	4	2029	San Juan de Arama	1,22
2024004	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	4	2024	Villavicencio, Puerto López	>1 (*)
2024005	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	4	2026	Villavicencio, Puerto López	2,00
2024006	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	4	2027	Puerto López	1,44
2024007	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	4	2029	Villavicencio	1,21
2024009	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	3	2025	Villavicencio	1,29
2024011	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2028	Puerto López	1,19
2024013	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	3	2028	Guamal	2,34
2024014	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	3	2028	Villavicencio, Acacias	1,06

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2024015	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	3	2028	Acacias, Guamal	1,25
2024016	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	3	2029	Villavicencio	1,04
2024017	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda, aprox. 9 km	3	2029	Villavicencio	1,53
2024027	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	3	2026	Fuente de Oro	3,24
2024028	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	2026	Villavicencio	5,66
2024029	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	4	2027	Puerto López	1,46
2024030	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	4	2029	Villavicencio	1,11
2024060	Ampliación Redes N2 2024	2	2024	Varios	2,02
2024061	Ampliación Redes N2 2025	2	2025	Varios	2,02
2024062	Ampliación Redes N2 2026	2	2026	Varios	2,02
2024063	Ampliación Redes N2 2027	2	2027	Varios	2,02
2024064	Ampliación Redes N2 2028	2	2028	Varios	2,02
2024065	Ampliación Redes N2 2029	2	2029	Varios	2,02
2024072	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2024	Varios	2,82
2024073	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2025	Varios	2,82
2024074	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2026	Varios	2,82
2024075	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2027	Varios	2,82
2024076	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2028	Varios	2,82
2024077	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2029	Varios	2,82

(*) Proyecto evaluado técnica y económicamente por EMSA y UPME. Tiene concepto aprobatorio

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

En los próximos seis años se invertirán \$298.604 millones de pesos, cifras en pesos de diciembre de 2017, motivados en la atención de demanda; esto representa el 72% 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)						TOTAL
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Tipo I	3.800	2.411	-	-	154	765	7.131
Tipo II	47.227	22.461	63.290	66.942	25.161	66.392	291.473
TOTAL	51.027	24.872	63.290	66.942	25.316	67.157	298.604

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	6.977	15.703	22.680
2 Compensaciones	154	375	529
3 Bahías y Celdas	-	26.195	26.195
4 Equipos de control y comunicaciones	-	6.062	6.062
5 Equipos de subestación	-	2.048	2.048
6 Otros activos subestación	-	19.478	19.478
7 Líneas aéreas	-	197.693	197.693
8 Líneas subterráneas	-	948	948
9 Equipos de línea	-	763	763
10 Centro de Control	-	2.606	2.606
11 Transformadores de distribución	-	12.656	12.656
12 Redes de distribución	-	6.946	6.946
Total	7.131	291.473	298.604

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					TOTAL
	Cifras en Millones de pesos (\$ dic 2017)					
	Nivel 0	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3	Nivel 4	
Tipo I	-	-	6.977	154	-	7.131
Tipo II	4.181	19.602	40.061	99.492	128.138	291.473
TOTAL	4.181	19.602	47.037	99.646	128.138	298.604

Tabla 1.7 Metas de expansión acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por programa

Programa de Inversión	Cifras en Millones de pesos (\$ dic 2017)		
	Tipo I	Tipo II	TOTAL
Nuevas subestaciones N4	-	85.498	85.498
Nuevas subestaciones N3	-	52.618	52.618
Nuevas líneas N3	-	51.063	51.063
Nuevas líneas N4	-	45.156	45.156
Nuevos equipos de subestación	-	10.601	10.601
Repotenciación de subestación	7.131	-	5.241
Nuevos circuitos N2	-	26.934	26.934
Nuevos Centros de Carga N1	-	19.602	19.602
TOTAL	7.131	291.473	298.604

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

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	\$Millones de pesos (diC2017)					
					2024	2025	2026	2027	2028	2029
Repotenciación de subestación	2024041	Repotenciación Transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV –20 MVA	3	Alta		1.125				
	2024043	Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – 0,75 MVA	3	Alta	137					
	2024044	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	3	Alta	2.179					
	2024045	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	Alta	765					
	2024046	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA	3	Alta	459					
	2024047	Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	Alta	260					
	2024048	Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	Alta		261				
	2024049	Repotenciación Transformador Surimena de 34,5/13,8 kV - 12,5 MVA	3	Baja						765
	2024050	Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	Alta		261				
	2024051	Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	Alta		765				
	2024052	Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – 5 MVAR	3	Baja					154	
Total					3.800	2.411	-	-	154	765

Tabla 1.9 Lista de proyectos de inversión Tipo II, valorados y priorizados por año

Progra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	\$Millones de pesos (diC2017)					
					2024	2025	2026	2027	2028	2029
Nuevas subestaciones N4	2019001	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	4	Alta	26.861					
	2019002	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	4	Media			38.638			
	2024003	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	4	Baja						19.999
Nuevas subestaciones N3	2019008	Nueva subestación Sikuaní 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	Alta		6.707				
	2019010	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	Media				36.708		
	2024009	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	3	Alta		5.433				
	2024011	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	Baja					2.216	
Nuevas líneas N4	2024004	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	4	Alta	458					
	2024005	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	4	Media			16.329			
	2024006	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	4	Media				20.998		
	2024007	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	4	Baja						14.833
Nuevas líneas N3	2019012	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	3	Alta	13.435					
	2024013	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	3	Baja					3.143	

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	\$Millones de pesos (diC2017)					
					2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2024014	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	3	Baja					7.181	
	2024015	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	3	Baja					4.866	
	2024016	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	3	Baja						12.720
	2024017	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda 2, aprox. 9 km	3	Baja						3.812
Nuevos equipos subestación	2024027	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	3	Media			436			
	2024028	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	Media			1.414			
	2024029	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	4	Media				1.480		
	2024030	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	4	Baja						7.272
Nuevas líneas N2	2024060	Ampliación Redes N2 2024	2	Alta	3.206					
	2024061	Ampliación Redes N2 2025	2	Alta		7.054				
	2024062	Ampliación Redes N2 2026	2	Media			3.206			
	2024063	Ampliación Redes N2 2027	2	Media				4.489		
	2024064	Ampliación Redes N2 2028	2	Baja					4.489	
	2024065	Ampliación Redes N2 2029	2	Baja						4.489
Nuevos Centros	2024072	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Alta	3.267					

Progra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Prioridad	\$Millones de pesos (dic2017)					
					2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2024073	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Alta	3.267					
	2024074	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Media		3.267				
	2024075	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Media				3.267		
	2024076	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Baja					3.267	
	2024077	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	Baja						3.267
	Total				47.227	22.461	63.290	66.942	25.161	66.392

1.9.1 Proyectos de Inversión Tipo I

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

Tabla 1.10 Resumen proyectos de inversión Tipo I

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada en operación	Valor (Millones \$dic2017)	Zona	Municipio
Repotenciación de subestación	2024041	Repotenciación Transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV –20 MVA	3	2025	1125	Centro	Villavicencio
	2024043	Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – 0,75 MVA	3	2024	137	Rio Meta	Puerto Gaitán
	2024044	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	3	2024	2179	Ariari	Granada
	2024045	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	2024	765	Ariari	San Martin
	2024046	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA	3	2024	459	Ariari	San Juan de Arama
	2024047	Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	2024	260	Ariari	El Castillo
	2024048	Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	2025	261	Ariari	Fuente de Oro
	2024049	Repotenciación Transformador Surimena de 34,5/13,8 kV - 12,5 MVA	3	2029	765	Ariari	Surimena
	2024050	Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – 3 MVA	3	2025	261	Ariari	Puerto Lleras
	2024051	Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	2025	765	Rio Meta	Puerto López
	2024052	Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – 5 MVAR	3	2028	154	Centro	Cumaral

1.9.1.1 Programa Repotenciación de subestación

1.9.1.1.1 2024041: Repotenciación del transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV –20 MVA

El proyecto contempla la repotenciación del transformador de la subestación Caños Negros 2 34,5/13,8 kV de 12,5 a 20 MVA. Se justifica como una expansión necesaria debido a la sobrecarga del transformador en condiciones normales de operación y la imposibilidad física en la subestación Caños Negros de instalar un acople de barras en 13,8 kV.

Se tiene prevista la entrada en operación en el año 2025.

1.9.1.1.2 2024043: Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – 0,75 MVA

El proyecto contempla la repotenciación del transformador de la subestación Porvenir 34,5/13,8 kV – de 0,5 a 0,75 MVA y se da en respuesta a la demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL. Adicionalmente, en las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

1.9.1.1.3 2024044: Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5

El proyecto contempla la repotenciación del transformador de la subestación Granada 115/13,8 kV – pasando de 20 a 30 MVA, con un grupo de conexión Dyn5. Se formula este proyecto ante diferentes contingencias a nivel STR y SDL en esta área, se evidencian tanto bajas tensiones como sobrecargas, relacionadas principalmente con la escasez de energía reactiva en la red de 34,5 kV en las subestaciones aguas abajo de Granada 115 kV. Adicionalmente se considera la antigüedad del transformador.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

1.9.1.1.4 2024045: Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA

Este proyecto considera la repotenciación del transformador de la subestación San Martin 34,5/13,8 kV – de 5 a 12,5 MVA. La formulación de este proyecto responde a las condiciones de demanda no atendida por agotamiento de capacidad en la subestación. En las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

1.9.1.1.5 2024046: Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA

El proyecto plantea la repotenciación del transformador de la subestación San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – de 2 MVA a 6,25 MVA. Este proyecto obedece a condiciones de demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL. Adicionalmente, en las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

1.9.1.1.6 2024047: Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – 3 MVA

El proyecto consiste en la repotenciación del transformador de la subestación Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – de 1,6 a 3 MVA. Se justifica en la demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL. De las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

1.9.1.1.7 2024048: Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – 3 MVA

El proyecto consiste en la repotenciación del transformador de la subestación Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – de 2 a 3 MVA y se formula en respuesta de la demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL. De las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2025.

1.9.1.1.8 2024049: Repotenciación Transformador Surimena 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA

El proyecto plantea la repotenciación del transformador de la subestación Surimena 34,5/13,8 kV – de 3 a 12,5 MVA. El proyecto se justifica en demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL, en las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2029.

1.9.1.1.9 2024050: Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – 3 MVA

El proyecto plantea la repotenciación del transformador de la subestación Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – de 2 a 3 MVA. El proyecto se justifica en demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL, en las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2025.

1.9.1.1.10 2024051: Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA

El proyecto consiste en la repotenciación del transformador de la subestación Puerto López 34,5/13,8 kV – de 6,25 a 12,5 MVA. Se justifica por la demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL; En las simulaciones de flujo de carga se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL, tanto en condición normal como ante contingencias N-1, como consecuencia natural del crecimiento de las demandas en todo el sistema a través de los años del horizonte de análisis. Así mismo, se propone por su antigüedad.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2025.

1.9.1.1.112024052: Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – 5 MVAR

El proyecto consiste en la repotenciación del banco de compensación en la subestación Cumaral 34,5 kV – de 2 a 5 MVAR. Responde a una de las problemáticas que presenta la red de EMSA de demanda no atendida por racionamiento de carga debido a bajas tensiones (escasez de potencia reactiva) en el área de Villavicencio.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2028.

1.9.2 Proyectos de Inversión Tipo II

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

Tabla 1.11 Resumen proyectos de inversión Tipo II

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada en operación	Valor (Millones \$dic2017)	Zona	Municipio
Nuevas subestaciones N4	2019001	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	4	2024	26.861	Centro	Villavicencio
	2019002	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	4	2026	38.638	Acacias	Guamal
	2024003	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	4	2029	19.999	Ariari	San Juan de Arama
Nuevas subestaciones N3	2019008	Nueva subestación Sikvani 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2025	6.707	Centro	Villavicencio
	2019010	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2027	36.708	Acacias	San Carlos Garagoa
	2024009	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	3	2025	5.433	Centro	Villavicencio
	2024011	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2028	2.216	Rio Meta	Puerto López
Nuevas líneas N4	2024004	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	4	2024	458	Centro	Villavicencio, Puerto López
	2024005	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	4	2026	16.329	Centro	Villavicencio, Puerto López
	2024006	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	4	2027	20.998	Rio Meta	Puerto López
	2024007	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	4	2029	14.833	Centro	Villavicencio
Nuevas líneas	2019012	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	3	2024	13.435	Centro	Villavicencio, Cumaral

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada en operación	Valor (Millones \$dic2017)	Zona	Municipio
	2024013	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	3	2028	3.143	Acacias	Guamal
	2024014	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	3	2028	7.181	Centro	Villavicencio, Acacias
	2024015	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	3	2028	4.866	Acacias	Acacias, Guamal
	2024016	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	3	2029	12.720	Centro	Villavicencio
	2024017	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda 2, aprox. 9 km	3	2029	3.812	Centro	Villavicencio
Nuevos equipos subestación	2024027	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	3	2026	436	Ariari	Fuente de Oro
	2024028	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	2026	1.414	Centro	Villavicencio
	2024029	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	4	2027	1.480	Rio Meta	Puerto López
	2024030	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	4	2029	7.272	Centro	Villavicencio
Nuevas líneas N2	2024060	Ampliación Redes N2 2024	2	2024	3.206	Todas	Varios
	2024061	Ampliación Redes N2 2025	2	2025	7.054	Todas	Varios
	2024062	Ampliación Redes N2 2026	2	2026	3.206	Todas	Varios
	2024063	Ampliación Redes N2 2027	2	2027	4.489	Todas	Varios
	2024064	Ampliación Redes N2 2028	2	2028	4.489	Todas	Varios
	2024065	Ampliación Redes N2 2029	2	2029	4.489	Todas	Varios

Progra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada en operación	Valor (Millones \$dic2017)	Zona	Municipio
Nuevos Centros de Carga N1	2024072	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2024	3.267	Todas	Varios
	2024073	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2025	3.267	Todas	Varios
	2024074	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2026	3.267	Todas	Varios
	2024075	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2027	3.267	Todas	Varios
	2024076	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2028	3.267	Todas	Varios
	2024077	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2029	3.267	Todas	Varios

1.9.2.1 Programa Nuevas subestaciones N4

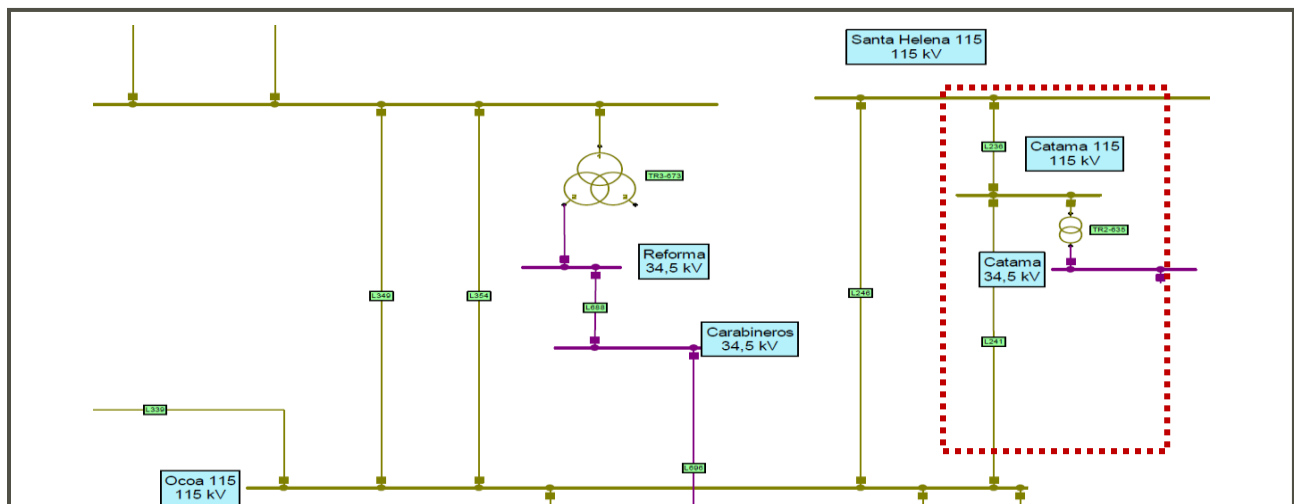
1.9.2.1.1 Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Catama 115 kV en la actual subestación Catama 34,5 kV a través de un transformador 115/34,5 kV de 40 MVA. La subestación se conectará al STR a través del nuevo circuito Ocoa – Catama 115 kV de aproximadamente 17,5 km y del nuevo circuito Catama – Santa Helena 115 kV de aproximadamente 17,5 km. Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

El proyecto tiene su origen en el crecimiento natural de la demanda del área de influencia del municipio de Villavicencio (Meta), en variaciones de tensión ante contingencias en elementos de la red del SDL y en demanda no atendida – DNA, en condición normal de operación y ante contingencias de la red del STR y SDL. Actualmente, la demanda de la subestación Catama 34,5 kV se atiende desde la subestación Ocoa 115/34,5 kV y la demanda de la subestación Caños Negros 34,5 kV se atiende desde la subestación Barzal 115/34,5 kV. Con el proyecto Catama 115 kV se reducirá la cargabilidad del transformador 115/34,5 kV – 30 MVA de Ocoa, se reducirá la cargabilidad del transformador 115/34,5 kV – 40 MVA de Barzal y aumentará la confiabilidad del sistema en el área de influencia del municipio de Villavicencio. La nueva subestación Catama 115 kV atenderá la demanda de las subestaciones Catama 34,5 kV, Caños Negros 34,5 kV, Sikuni 34,5 kV y la salida del nuevo circuito Catama – Cumaral 34,5 kV.

El proyecto fue analizado técnica y económicamente por EMSA e incluido en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión UPME y cuenta con concepto UPME No. 20151500068971, UPME No. 20161520020981, UPME No. 20191520028341, UPME No. 20201520054501, UPME No. 20221000136421, UPME No. 20231000075751, UPME No. 20231520187501.

Figura 1.4 Diagrama proyecto nueva Subestación Catama 115/34,5 kV



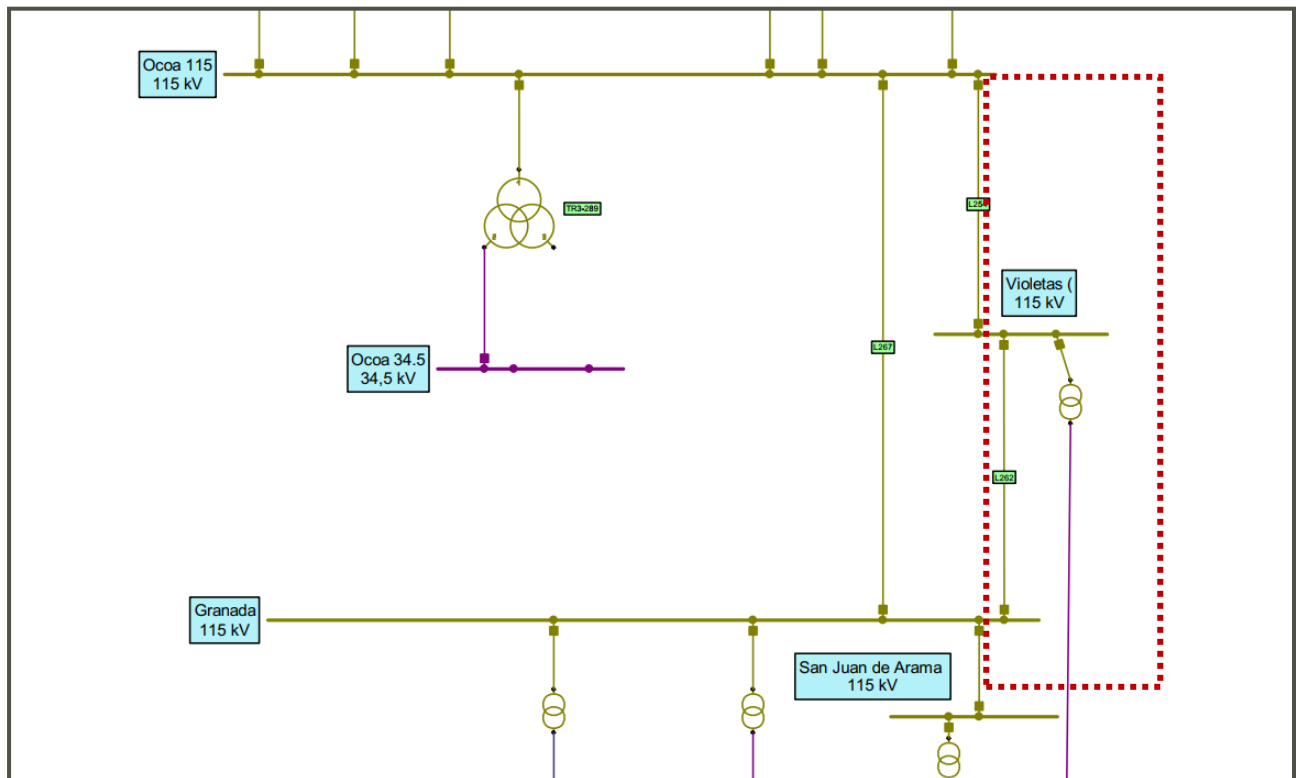
1.9.2.1.2 2019002: Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)

El proyecto propone la construcción de la nueva subestación Violetas 115/34,5 kV con la instalación de un transformador 115/34,5 kV de 30 MVA, en el municipio de Guamal, a través de un transformador de 30 MVA. La subestación se conectará al STR a través del nuevo circuito Ocoa – Violetas 115 kV de aproximadamente 28 km y del nuevo circuito Violetas – Granada 115 kV de aproximadamente 34 km. Se tiene previsto como fecha prevista de entrada en operación el año 2026.

El proyecto fue analizado técnica y económicamente por EMSA e incluido en el Plan de Expansión de Referencia Generación – Transmisión UPME 2013 - 2027 y cuenta con concepto UPME No. 20151500065701, UPME No. 20161520020981, UPME No. 20181520045531, UPME No. 20211520011841, UPME No. 20221520097651 y UPME No. 20231000037921.

El Proyecto Violetas 115/34,5 kV tuvo su origen en el crecimiento natural de la demanda del área de influencia de Granada Meta y San José del Guaviare, en las violaciones de tensión ante contingencias de la red del SDL y en la demanda no atendida – DNA ante la contingencia del circuito radial existente Ocoa – Granada 115 kV. La obra permitiría el traslado de cargas de las subestaciones Castilla, Guamal y Acacias 34,5 kV hacia la subestación Violetas.

Figura 1.5 Diagrama proyecto nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)

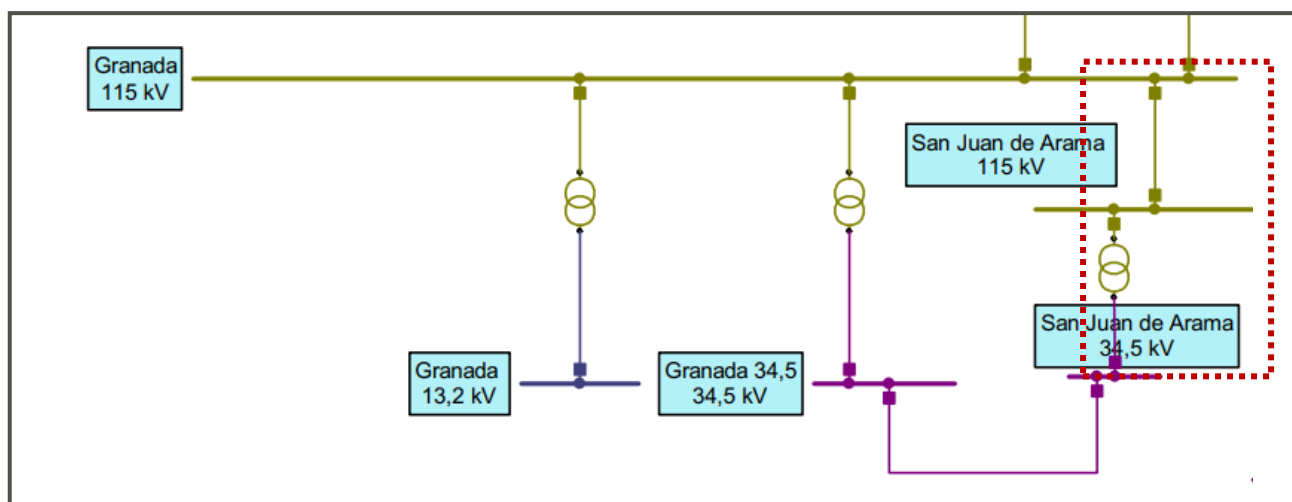


1.9.2.1.3 2024,003: Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación San Juan de Arama 115/34,5 kV de 30 MVA y la línea Granada – San Juan de Arama 115 kV. Estas obras se plantearon para mejorar la calidad del servicio, aumentar los perfiles de tensión y mitigar la radialidad de gran parte de las demandas ubicadas aguas debajo de la subestación Granada 115 kV.

Se tiene previsto como fecha prevista de entrada en operación el año 2029.

Figura 1.6 Diagrama proyecto nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)



1.9.2.2 Programa Nuevas líneas N4

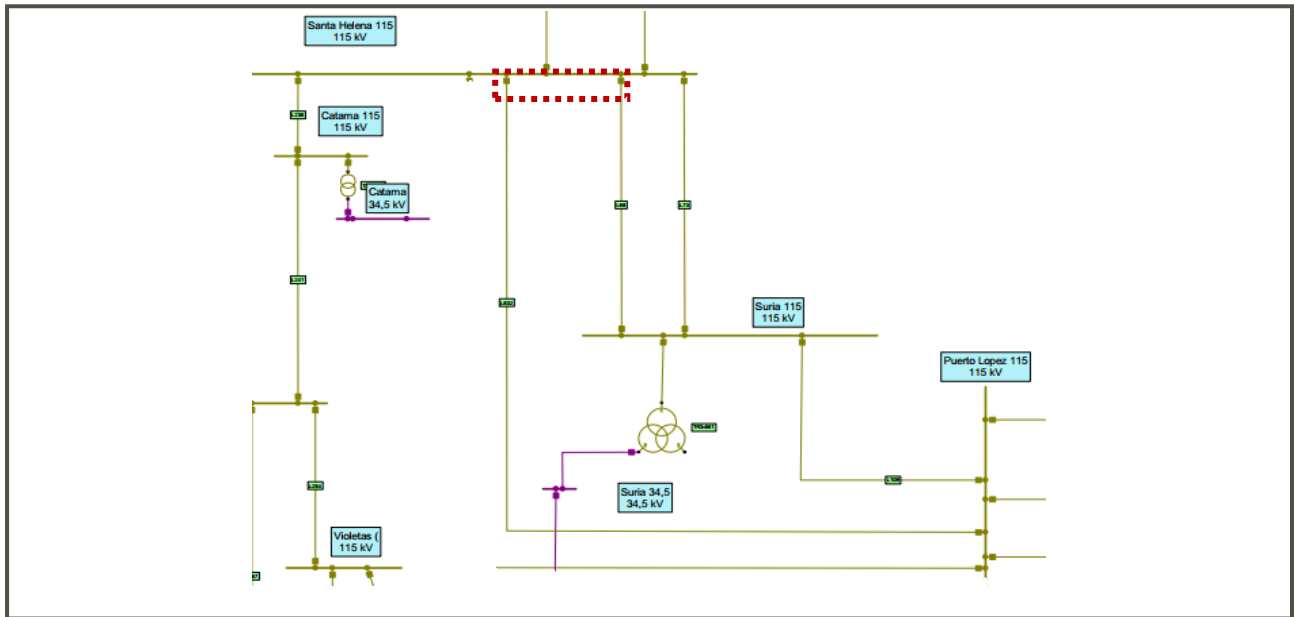
1.9.2.2.1 2024,004: Reconfiguración de líneas 115 kV a Santa Helena

El proyecto consiste en la construcción de un nuevo circuito Suria - Santa Helena 2 115 kV de 0,39 km en conductor 605 kcmil y reconfiguración del circuito Suria - Puerto López 2 115 kV al nuevo circuito Santa Helena - Puerto López 115 kV de 0,31 km en conductor 477 kcmil. Así mismo, la instalación de 0,39 km de fibra óptica OPGW.

Este proyecto hace parte de obras complementarias del Proyecto Santa Helena 115 kV, que fueron recomendadas por la Unidad de Planeación Minero-Energética UPME.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2024.

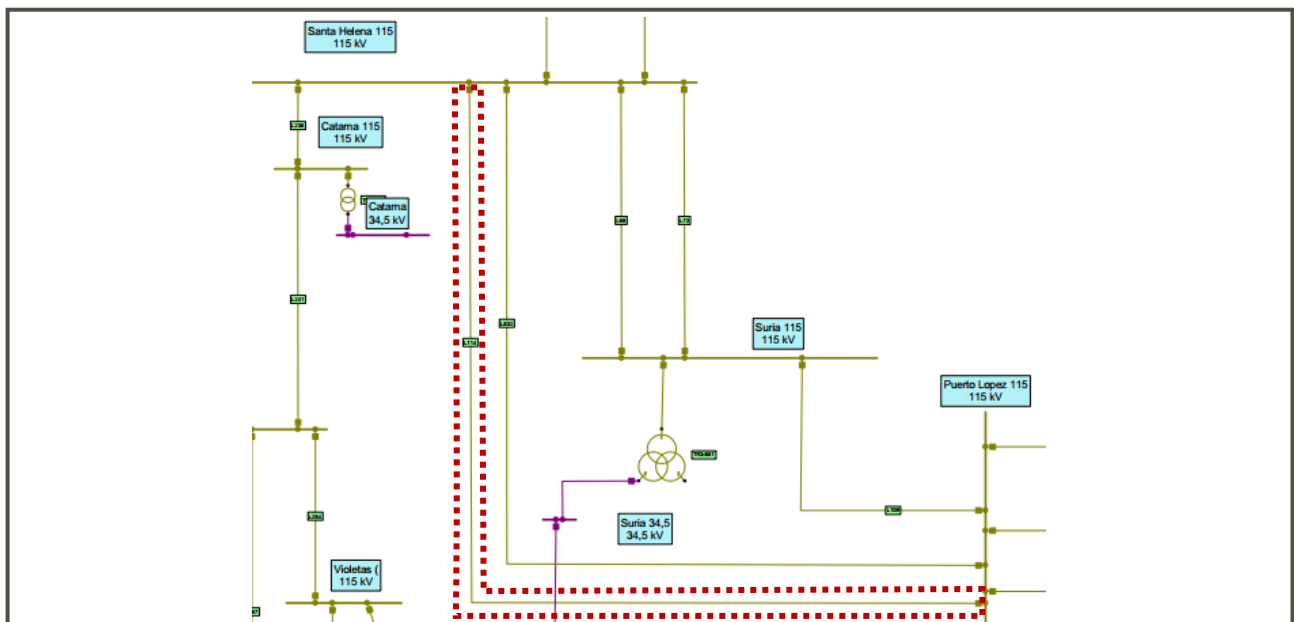
Figura 1.7 Diagrama proyecto Reconfiguración de líneas 115 kV a Santa Helena



1.9.2.2.2 2024005: Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2

El proyecto plantea la construcción de una línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada 60 km, desde la subestación Santa Helena 115 kV hasta la subestación Puerto López 115 kV con sus correspondientes bahías de línea, configurando el segundo circuito Santa Helena – Puerto López 115 kV. Tiene como justificación atender nueva demanda de hasta 70 MVA en la subestación Campo Bonito 115 kV. Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2026. El proyecto se encuentra actualmente en estudio por parte de la UPME.

Figura 1.8 Diagrama proyecto línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2

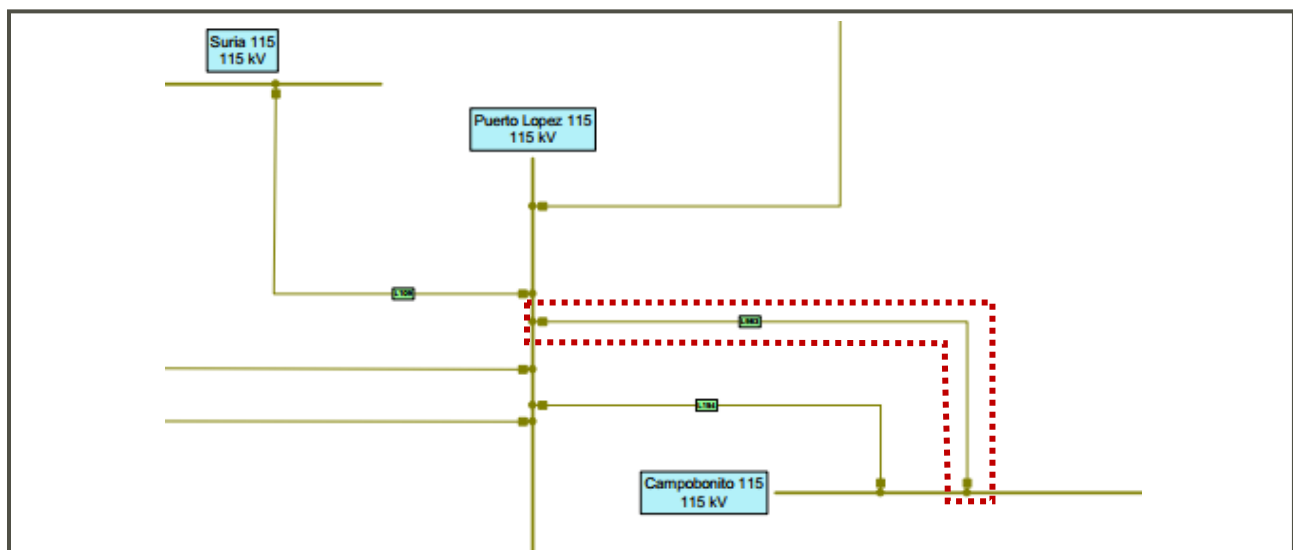


1.9.2.2.3 2024006: Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2

El proyecto prevé la construcción de una línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada de 50 km, desde la subestación Puerto López 115 kV hasta la subestación Campo Bonito 115 kV con sus correspondientes bahías de línea, configurando el segundo circuito Puerto López – Campo Bonito 115 kV. Su objetivo es atender nueva demanda de hasta 70 MVA en la subestación Campo Bonito 115 kV.

Se tiene previsto el 2027 como año de puesta en operación. El proyecto se encuentra actualmente en estudio por parte de la UPME.

Figura 1.9 Diagrama proyecto línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2



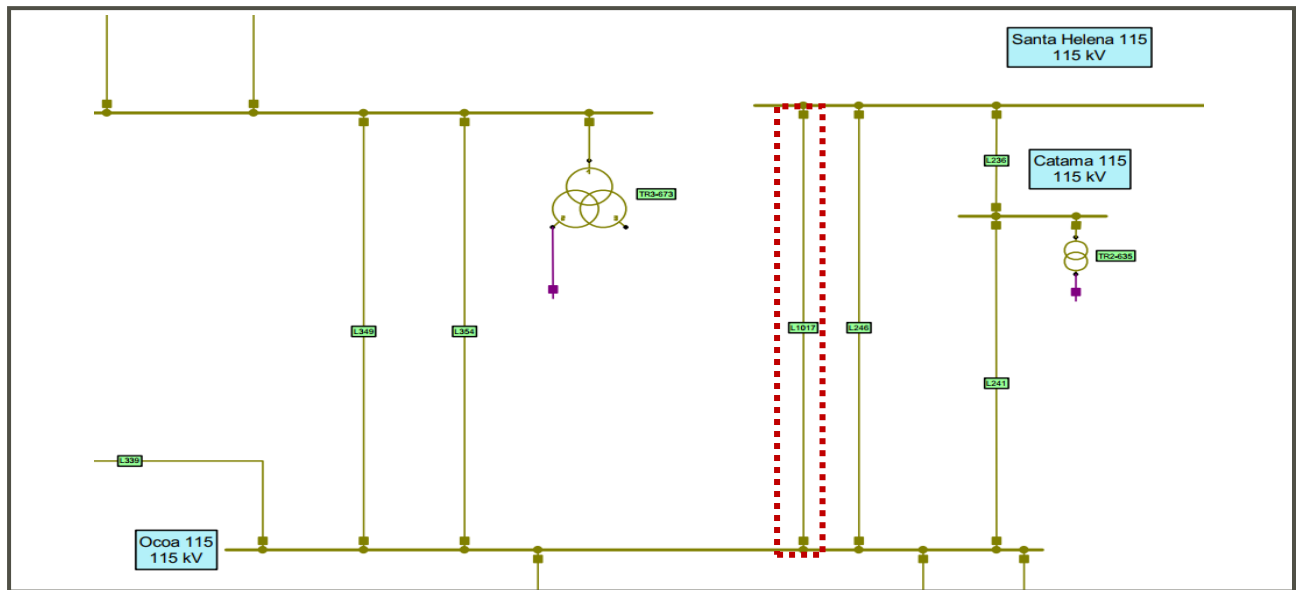
1.9.2.2.4 2024007: Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2

El proyecto consiste en la construcción de una línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada 31 km, desde la subestación Ocoa 115 kV hasta la subestación Santa Helena 115 kV, con sus correspondientes bahías de línea, configurando el segundo circuito Ocoa – Santa Helena 115 kV. Lo anterior pretende atender nueva demanda y mejorar confiabilidad del sistema a nivel STR.

La línea existente Ocoa - Santa Helena 115 kV presenta sobrecarga ante contingencia N-1 bajo el escenario de demanda media. Esta problemática se asocia con la incorporación al sistema de nuevos parques de generación solar fotovoltaica en las subestaciones Santa Helena 115 kV, Puerto Gaitán 115 kV y Casetabla 34,5 kV. La potencia entregada a la red por estos proyectos sobrepasa en gran medida a la demanda de la zona, razón por la cual debe ser exportada al STN a través de la subestación Suria 230/115 kV y a la red STR de Villavicencio por medio de la línea Ocoa – Santa Helena 115 kV.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2029. El proyecto se encuentra actualmente en estudio por parte de la UPME.

Figura 1.10 Diagrama proyecto línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2



1.9.2.3 Programa Nuevas subestaciones N3

1.9.2.3.1 2019008: Nueva subestación Sikuni 34,5/13,8 kV y líneas asociadas

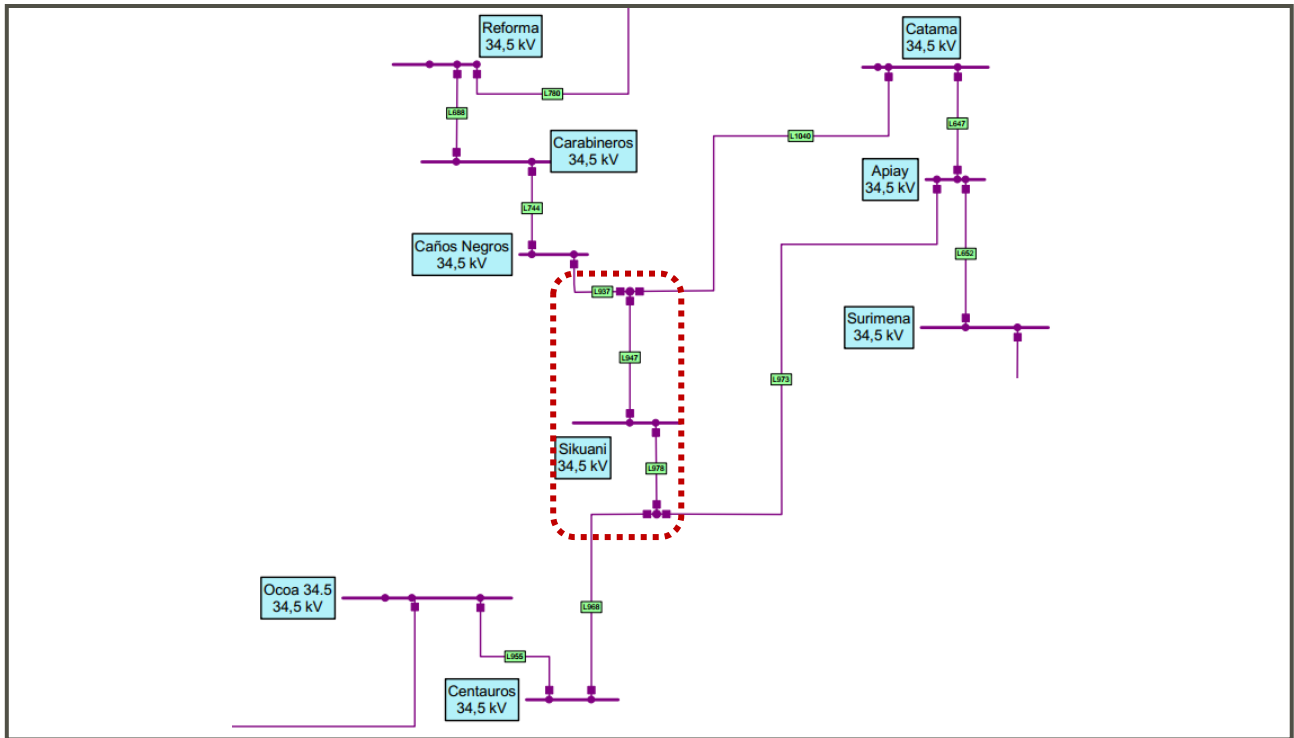
El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Sikuni 34,5/13,8 kV de 12,5 MVA y líneas asociadas: Intersección circuito Caños Negros – Catama e Intersección circuito Villavicencio.

El proyecto se plantea con el fin de reconfigurar las cargas de las subestaciones Caños Negros y Barzal, logrando así atender la nueva demanda proyectada para los siguientes años. Por esta razón esta nueva subestación se le asignarán las siguientes cargas: Circuitos Kirpas, Circuito Porvenir, Circuito Rosablanca y Circuito Ceiba.

Este proyecto fue analizado junto con la alternativa de no realizar el proyecto de inversión y cubrir la nueva demanda de energía con las subestaciones Barzal, Idema y Caños Negros, ubicadas en el perímetro a la zona donde se ubicará la subestación Sikuni. Esta alternativa tiene inconvenientes debido a la sobrecarga actual de estas subestaciones.

Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2025.

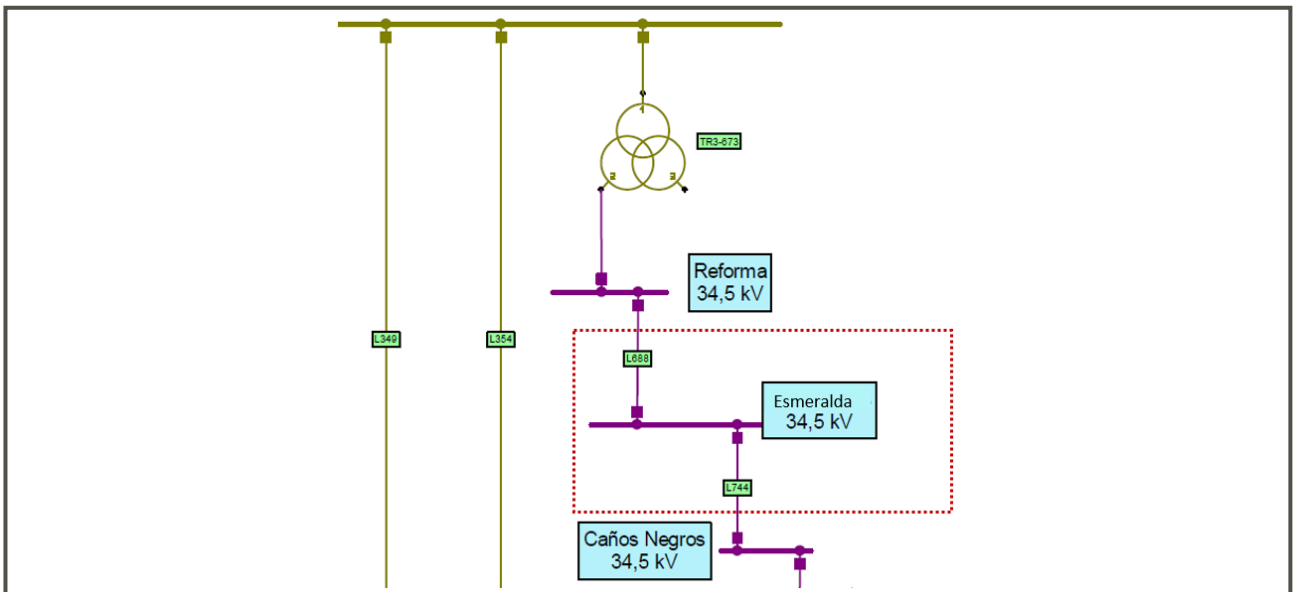
Figura 1.11 Diagrama proyecto nueva subestación Sikurangi 34,5/13,8 kV y líneas asociadas



1.9.2.3.2 2024009: Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV

Con la construcción de la nueva Subestación Esmeralda 34,5/13,8 kV - 12,5 MVA, se plantea para la atención de nueva demanda de la zona de Villavicencio y modernizar la actual subestación Esmeralda 34,5/13,8 kV. Se tiene previsto como año de puesta en operación el 2025.

Figura 1.12 Diagrama proyecto nueva subestación Esmeralda 34,5/13,8 kV

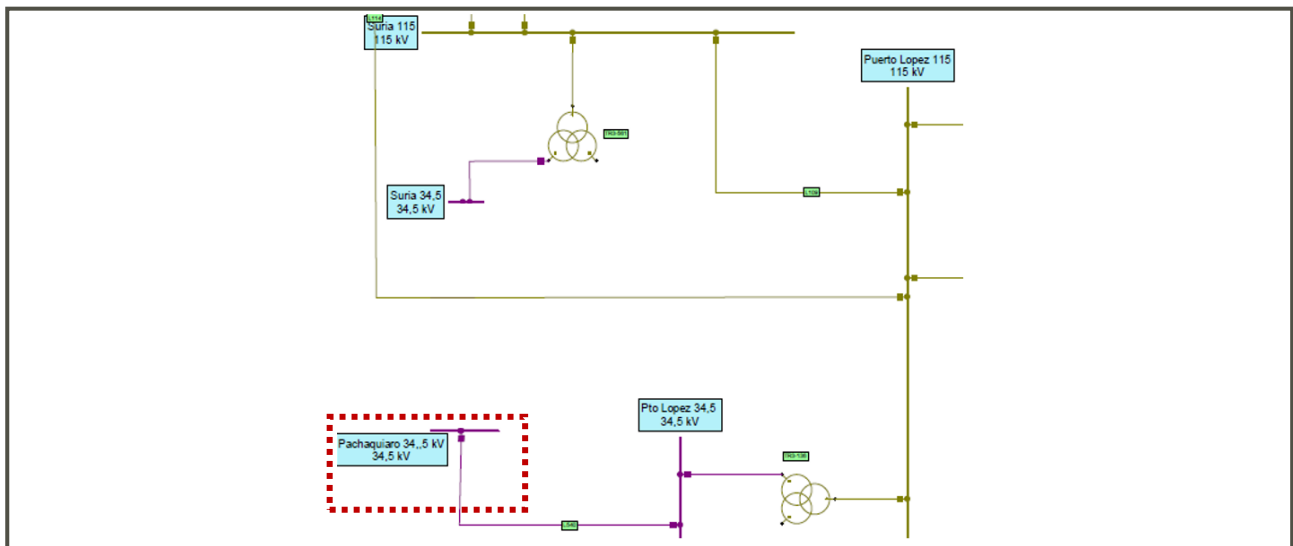


1.9.2.3.4 2024011: Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y línea asociada

El proyecto consiste en la construcción de la nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV - 3 MVA, la cual se conectará a la subestación Puerto López 34,5 kV (Fase 1, de aprox. 1 km) y a la subestación Suria 34,5 kV (Fase 2, de aprox. 40 km). Se requiere para atender nueva demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones STR/SDL.

Se propone la puesta en operación en el año 2028.

Figura 1.14 Diagrama proyecto nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas



1.9.2.4 Programa Nuevas líneas N3

1.9.2.4.1 2019012: Línea 34,5 kV Catama-Cumaral

El proyecto consiste en la construcción de la nueva línea Catama - Cumaral 34,5 kV de aproximadamente 35 km y el cierre del enlace Barzal – Caños Negros, permitiendo cerrar el anillo Barzal – Catama – Cumaral – Reforma en 34,5 kV.

Este proyecto se propone debido a las bajas tensiones presentes en el SDL, correspondientes a las subestaciones de Cumaral, El Japón y Presentado. Adicionalmente, el aumento de la demanda en los municipios de Restrepo y Cumaral influye negativamente en el perfil de tensión de las subestaciones en cuestión, encontrando la necesidad de intervención ante la problemática.

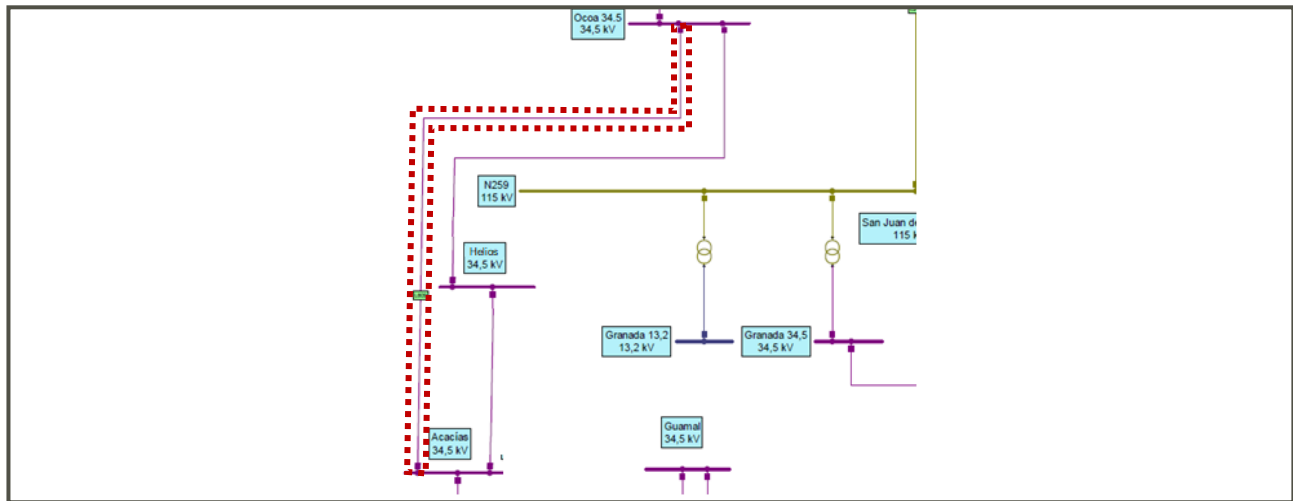
Se propone la puesta en operación en el año 2024.

1.9.2.4.3 2024014: Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias

El proyecto consiste en la construcción de la nueva línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, con una extensión aproximada de 21 km. Se plantea en respuesta a bajas tensiones en el corredor Acacias – Guamal – Violetas – Castilla 34,5 kV. En este corredor del SDL se presentan, ante contingencias N-1, bajos niveles de tensión y sobrecargas en algunos conductores. La causa de esta situación se asocia al crecimiento de las demandas en la zona, especialmente en Acacias 34,5 kV.

Se propone la puesta en operación en el año 2028.

Figura 1.17 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Ocoa-Acacias



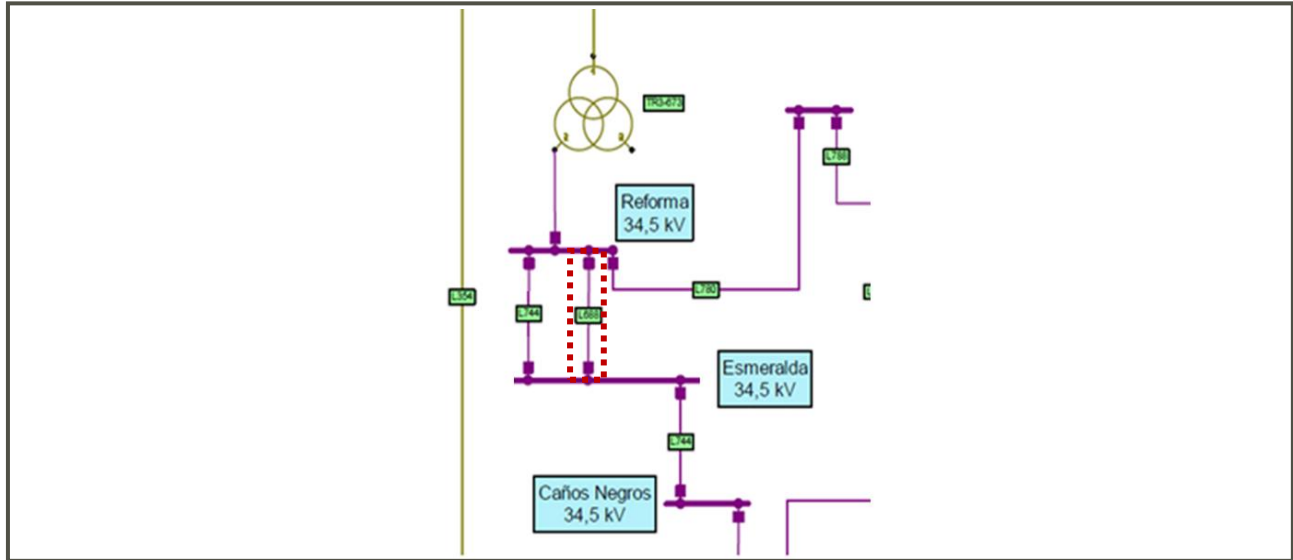
1.9.2.4.4 2024015: Línea 34,5 kV Acacias-Guamal

El proyecto propone la construcción de un segundo circuito 34,5 kV Acacias-Guamal, con una extensión aproximada de 14 km. Se plantea como solución a las bajas tensiones que se presentan en el corredor Acacias – Guamal – Violetas – Castilla 34,5 kV. En este corredor del SDL se presentan, ante contingencias N-1, bajos niveles de tensión y sobrecargas en algunos conductores. La causa de esta situación se relaciona con el crecimiento de la demanda en la zona, especialmente en Acacias 34,5 kV.

Se propone la puesta en operación en el año 2028.

Este proyecto se contempla en doble circuito, disposición vertical, para compartir con el nuevo circuito Galán 13,8 kV. Se propone la puesta en operación en el año 2029.

Figura 1.20 Diagrama proyecto línea 34,5 kV Reforma – Esmeralda 2



1.9.2.5 Programa Nuevos equipos subestación

1.9.2.5.1 2024027: Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR

En esta expansión se contempla la instalación de un banco de capacitores de 2 MVAR en la subestación Puerto Limón 34,5 kV. Esta expansión responde a una de las problemáticas que presenta la red, demanda no atendida por racionamiento de carga debido a bajas tensiones (escasez de potencia reactiva en las subestaciones aguas abajo de Granada 115 kV) y su viabilidad técnica se verificó dentro de los diferentes análisis efectuados en el plan de Expansión EMSA 2022-2031.

Se propone la entrada en operación en el año 2026.

1.9.2.5.2 2024028: Segundo Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador en la subestación Catama 34,5/13,8 kV con una capacidad de 12,5 MVA. Esta expansión responde a una de las problemáticas que presenta la red (demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestación SDL) y su viabilidad técnica se verificó dentro de los diferentes análisis efectuados en el plan de Expansión EMSA 2022-2031.

Se propone la entrada en operación en el año 2026.

1.9.2.5.3 2024029: Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR

El proyecto consiste en la instalación de 12,5 MVAR de compensación Capacitiva en Campo Bonito en 115 kV, con el fin de atender hasta 70 MVA de nueva demanda en la subestación Campobonito 115 kV.

Se propone la puesta en operación en el año 2027. El proyecto se encuentra actualmente en estudio por parte de la UPME.

1.9.2.5.4 2024030: Segundo Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA

El proyecto consiste en la instalación de un segundo transformador en la subestación Catama 115/34,5/13,8 kV con una capacidad de 40 MVA. Esta expansión responde a una de las problemáticas que presenta la red (demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestación del STR/SDL) y su viabilidad técnica se verificó dentro de los diferentes análisis efectuados en el plan de Expansión EMSA 2022-2031.

Se propone la entrada en operación en el año 2029.

1.9.2.6 Programa Nuevas líneas N2

El programa consiste en la ampliación de las líneas de nivel de tensión 2 en el sistema EMSA con la construcción en promedio de 35 km/año, en conductor semiaislado 4/0 AWG, correspondiente al promedio de los km de red ejecutados por EMSA en los últimos años.

El proyecto está dividido en seis etapas, una para cada año del plan de inversión entre el 2024 a 2029, clasificado como tipo de inversión II dado que es para la atención de nueva demanda. En la siguiente tabla, el código asignado a cada etapa.

Tabla 1.12 Programa Nuevas líneas N2 (ampliación redes N2)

Código Proyecto	Año de puesta en operación	km nuevos
2024060	2024	25
2024061	2025	55
2024062	2026	25
2024063	2027	35
2024064	2028	35
2024065	2029	35

1.9.2.7 Programa Nuevos Centros de Carga N1

El programa consiste en la construcción de nuevos centros de carga en el sistema EMSA y corresponde a la construcción de 40 km de red de nivel de tensión 1 (de los cuales 30 km corresponde a red rural y 10 km a red urbana) en conductor aéreo rural - Trenzado - Aluminio -

calibre 2 y conductor aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0, y 180 transformadores de distribución por año. De esta manera, los proyectos se ejecutarán en seis etapas, una para cada año del plan de inversión entre 2024 a 2029. En la siguiente tabla se presenta el código asignado a cada proyecto.

Tabla 1.13 Programa Nuevos Centros de Carga N1 (ampliación de redes e instalación transformadores de distribución)

Código Proyecto	Año de puesta en operación	km nuevos	Transformadores Distribución
2024072	2024	40	180
2024073	2025	40	180
2024074	2026	40	180
2024075	2027	40	180
2024076	2028	40	180
2024077	2029	40	180

Los 180 transformadores por año están discriminados en las siguientes capacidades y cantidades:

Tabla 1.14 Programa Nuevos Centros de Carga N1 – transformadores de distribución

Descripción	Capacidad (kVA)	Urbano/Rural	Cantidad
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA	30	Urbano	1
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	45	Urbano	5
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	75	Urbano	12
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA	112,5	Urbano	9
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 150 kVA	150	Urbano	2
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 75 kVA	75	Urbano	1
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 112,5 kVA	112,5	Urbano	1
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 225 kVA	225	Urbano	4
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 300 kVA	300	Urbano	5
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 400 kVA	400	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 10 kVA	10	Urbano	1
Transformador Subestación Trifásico urbano de 150 kVA	150	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	5	Rural	75
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 15 kVA	15	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	10	Rural	12
Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	15	Rural	12
Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	25	Rural	5
Transformador Aéreo Monofásico rural de 37,5 kVA	37,5	Rural	1
Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	50	Rural	1
Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA	15	Rural	3
Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	30	Rural	5
Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	45	Rural	5
Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA	75	Rural	6
Transformador Aéreo Trifásico rural de 112,5 kVA	112,5	Rural	5
Transformador Aéreo Trifásico rural de 150 kVA	150	Rural	1
Transformador Pedestal Trifásico rural de 75 kVA	75	Rural	1
Transformador Pedestal Trifásico rural de 112,5 kVA	112,5	Rural	1
Transformador Pedestal Trifásico rural de 225 kVA	225	Rural	1
Transformador Pedestal Trifásico rural de 300 kVA	300	Rural	1

Descripción	Capacidad (kVA)	Urbano/Rural	Cantidad
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 15 kVA	15	Urbano	1

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 1.15 Proyectos de inversión asociados a los crecimientos de demanda

Pro gra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Año entrada en operación	Esc. Demanda		
				Min	Med	Max
Repotenciación de subestación	2024041	Repotenciación Transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV –20 MVA	2025	2026	2025	2025
	2024043	Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – 0,75 MVA	2024	2025	2024	2024
	2024044	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	2024	2025	2024	2024
	2024045	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	2024	2025	2024	2024
	2024046	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA	2024	2025	2024	2024
	2024047	Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – 3 MVA	2024	2025	2024	2024
	2024048	Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – 3 MVA	2025	2026	2025	2025
	2024049	Repotenciación Transformador Surimena de 34,5/13,8 kV - 12,5 MVA	2029	2030	2029	2029
	2024050	Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – 3 MVA	2025	2026	2025	2025
	2024051	Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	2025	2026	2025	2025
	2024052	Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – 5 MVAR	2028	2030	2029	2028
Nuevas subestaciones N4	2019001	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	2024	2024	2024	2024
	2019002	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	2026	2027	2026	2026
	2024003	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	2029	2030	2029	2029

Pro gra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Año entrada en operación	Esc. Demanda		
				Min	Med	Max
Nuevas subestaciones N3	2019008	Nueva subestación Sikvani 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	2025	2026	2025	2025
	2019010	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	2027	2029	2028	2027
	2024009	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	2025	2026	2025	2025
	2024011	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	2028	2026	2027	2028
Nuevas líneas N4	2024004	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	2024	2025	2024	2024
	2024005	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	2026	2027	2027	2026
	2024006	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	2027	2028	2027	2027
	2024007	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	2029	2030	2029	2029
Nuevas líneas N3	2019012	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	2024	2025	2024	2024
	2024013	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	2028	2030	2029	2028
	2024014	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	2028	2030	2029	2028
	2024015	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	2028	2030	2029	2028
	2024016	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	2029	2030	2029	2029
	2024017	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda 2, aprox. 9 km	2029	2030	2029	2029
Nuevos equipos subestación	2024027	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	2026	2028	2027	2026
	2024028	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	2026	2028	2027	2026
	2024029	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	2027	2028	2027	2027
	2024030	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	2029	2031	2030	2029
Nuevas líneas N2	2024060	Ampliación Redes N2 2024	2024	2024	2024	2024
	2024061	Ampliación Redes N2 2025	2025	2025	2025	2025
	2024062	Ampliación Redes N2 2026	2026	2026	2026	2026

Pro gra ma	Código proyecto	Nombre Proyecto	Año entrada en operación	Esc. Demanda		
				Min	Med	Max
	2024063	Ampliación Redes N2 2027	2027	2027	2027	2027
	2024064	Ampliación Redes N2 2028	2028	2028	2028	2028
	2024065	Ampliación Redes N2 2029	2029	2029	2029	2029
Nuevos Centros de Carga N1	2024072	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2024	2024	2024	2024
	2024073	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2025	2025	2025	2025
	2024074	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2026	2026	2026	2026
	2024075	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2027	2027	2027	2027
	2024076	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2028	2028	2028	2028
	2024077	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	2029	2029	2029	2029

1.11 Costos estimados de AOM adicionales asociados con cada proyecto

La CREG estableció en la metodología contenida en la Resolución CREG 015 de 2018 dos aspectos que resultan relevantes respecto a los gastos AOM de los activos existentes que a futuro van a ser repuestos:

- 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 EMSA sin considerar los activos que entraron en operación en 2017, la empresa gastó en promedio para el periodo indicado \$28.200 millones de pesos de diciembre de 2017 en AOM, los cuales incluyen los recursos dedicados en AOM a la gestión de pérdidas. Al restar la fracción de AOM en pérdidas, se tiene un monto aproximado de \$19.826 millones de pesos de diciembre de 2017. Este valor representa un porcentaje de gasto de AOM del 2,28% respecto de la base regulatoria de activos inicial establecido en la Resolución CREG 139 de 2021.

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 \$40.132 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a 4,61% de la base de regulatoria de activos) y lo remunerado por la CREG es aproximadamente \$23.060 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a 2,65% de la base de regulatoria de activos), por tanto, el objetivo es disminuir un 1,96% de gastos de AOM en cinco años.

Este es un beneficio económico en la medida en que los costos incurridos deben disminuirse, pero esta disminución de costos el regulador se la trasladó previamente 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.

Por lo anterior no se prevén costos adicionales de AOM para los proyectos de reposición Tipo I. Sin embargo, es factible que la empresa no pueda alcanzar a disminuir sus costos de AOM al valor remunerado, pero estos costos no se trasladan al usuario, por lo cual no se incluyen en las evaluaciones.

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.

Los niveles de gasto previsto deben ajustarse a los porcentajes remunerados, esto es para los proyectos Tipo II el AOM promedio, teniendo en cuenta que las inversiones por nivel de tensión muestran un monto de 2,41% de AOM sobre la base de valoración de las unidades constructivas de la Resolución CREG 015 de 2018.

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 \$7.023 millones de pesos de diciembre de 2017.

Tabla 1.16 Costos totales estimados de AOM para proyectos de inversión Tipo II

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Costo Anual AOM Millones \$ (dic2017)
Nuevas subestaciones N4	2019001	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	4	2024	537
	2019002	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	4	2026	773
	2024003	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	4	2029	400
Nuevas subestaciones N3	2019008	Nueva subestación Sikuaní 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2025	200
	2019010	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2027	763
	2024009	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	3	2025	173
	2024011	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	3	2028	60
Nuevas líneas N4	2024004	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	4	2024	9
	2024005	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	4	2026	327
	2024006	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	4	2027	420
	2024007	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	4	2029	297
Nuevas líneas N3	2019012	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	3	2024	269
	2024013	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	3	2028	63
	2024014	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	3	2028	144
	2024015	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	3	2028	97
	2024016	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	3	2029	254
	2024017	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda 2, aprox. 9 km	3	2029	76
Nuevos equipos	2024027	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	3	2026	9
	2024028	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	3	2026	54

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	Nivel de Tensión	Año entrada operación	Costo Anual AOM Millones \$ (dic2017)
	2024029	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	4	2027	30
	2024030	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	4	2029	207
Nuevas líneas N2	2024060	Ampliación Redes N2 2024	2	2024	128
	2024061	Ampliación Redes N2 2025	2	2025	282
	2024062	Ampliación Redes N2 2026	2	2026	128
	2024063	Ampliación Redes N2 2027	2	2027	180
	2024064	Ampliación Redes N2 2028	2	2028	180
	2024065	Ampliación Redes N2 2029	2	2029	180
Nuevos Centros de Carga N1	2024072	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2024	131
	2024073	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2025	131
	2024074	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2026	131
	2024075	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2027	131
	2024076	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2028	131
	2024077	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	1	2029	131

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

En la siguiente tabla se presenta la relación de conceptos de aprobación de la UPME de los activos en el nivel de tensión 4, indicando el código IUA asignado a la unidad constructiva incluidos en el concepto. Estos conceptos se adjuntan en el Anexo B.

Tabla 1.17 Activos N4 con concepto UPME incluido en el plan de Inversión

Proyecto	Año	Concepto UPME	IUA	UC	Valor (Millones \$dic2017)	
2019001 Catama 115 kV	2024		100450014000	N4T6	2.664	
			100450018000	N4S20	125	
			100450018000	N4S48	451	
			100450019000	N4S43	2.165	
			10045001A000	N4S45	154	
			100450017000	N4S19	111	
			UPME No. 20151500068971	10045001C000	N4S2	778
			UPME No. 20161520020981	100450015000	N4S1	883
			UPME No. 20191520028341	100450029000	N4EQ9	26
			UPME No. 20201520054501	100450016000	N4S1	883
			UPME No. 20221000136421	10045002A000	N4EQ9	26
			UPME No. 20231000075751	10030003O000	N4S5	1.105
			UPME No. 20231520187501	100300048000	N4EQ9	26
				10048000K000	N4S5	1.105
				10048001V002	N4EQ9	26
					N4L35	255
					N4L39	222
					N4L52	33
					N4L52	33
			2019002 Violetas 115 kV	2026		100510001000
100510005000	N4S20	125				
100510008000	N4S48	420				
100510006000	N4S43	6.496				
100510007000	N4S45	154				
100510004000	N4S19	111				
UPME No. 20151500065701	100510009000	N4S2				778
UPME No. 20161520020981	10051000A000	N4P2				138
UPME No. 20181520045531	100510002000	N4S1				883
UPME No. 20211520011841	100510003000	N4S1				883
UPME No. 20221520097651	10051001O024	N4S1				883
UPME No. 20231000037921	100300049025	N4S5				1.105
		N4L38				205
		N4L39				222
		N4L52				33
		N4L52				33

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

- **Proyecto 2024003:** Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)

- **Proyecto 2024005:** Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km
- **Proyecto 2024006:** Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km
- **Proyecto 2024007:** Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km
- El **proyecto 2024004** “Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena”, hace parte de las obras solicitadas por la UPME complementarias al proyecto Santa Helena 115 kV.

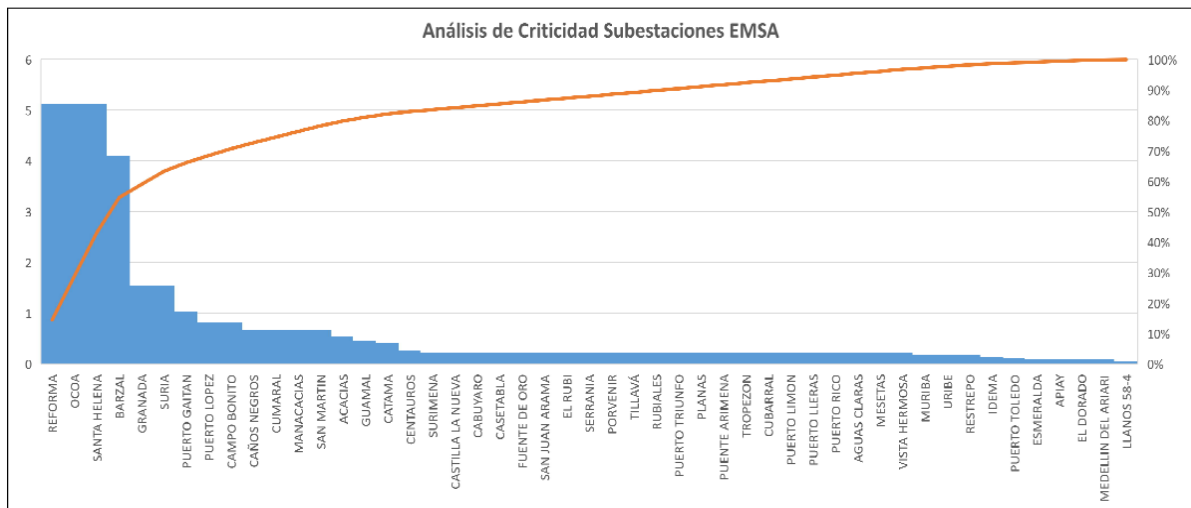
Capítulo 2 Proyectos de inversión no motivados en la atención de la demanda (Tipo III)

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 EMSA, 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, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 2.1 Análisis de criticidad subestaciones EMSA



- 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 EMSA según categorías.
- Capacidad de las subestaciones de EMSA.
- Cargabilidad de las líneas de EMSA.
- 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 225 transformadores por año, sustentado a partir de la tasa de falla de transformadores de distribución de los últimos 4 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 EMSA se presenta en el capítulo 6 del Documento Diagnóstico del Sistema EMSA, en donde se realiza la clasificación por cantidades y valoración de los activos.

Del análisis del perfil de antigüedad, se destacan los hallazgos en las categorías 1, 4 y 10.

Respecto a la categoría 1, referente a los Transformadores de Potencia, se enfatiza que los transformadores ubicados en Puerto López, San Juan De Arama, San Martín y Presentado han estado en funcionamiento por más de 35 años, los cuales, al ser analizados con los resultados obtenidos de la cromatografía de gases disueltos en aceite, así como los análisis dieléctricos y fisicoquímicos realizados, son transformadores que deben ser repuestos.

En cuanto a la categoría 4 de equipos de control y comunicaciones, se analiza que 200 unidades constructivas tienen vida útil superior a 10 años. Dentro de estos activos se identifican los siguientes equipos: enlace de fibra óptica, interface de usuario (IHM), sistema de teleprotección, unidad terminal remota, sistemas de control, protección diferencial de barras, equipo de medida, unidad de calidad de potencia, sistema de comunicaciones, unidad de adquisición de datos,

Por otro lado, en la categoría 10 de equipos de control, se identifica la necesidad de la actualización tecnológica del Centro de Control de la empresa.

2.3 Análisis de riesgo

El análisis de riesgo desarrollado tiene como objetivo evaluar el riesgo de falla de los activos de EMSA, 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 EMSA 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 EMSA.
Causas: <ul style="list-style-type: none">- Obsolescencia de la infraestructura- Mal funcionamiento de la infraestructura por falta de mantenimiento- Mal funcionamiento de la infraestructura por desgaste dada su antigüedad
Consecuencias: <ul style="list-style-type: none">- 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 EMSA, 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 EMSA 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
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

PROBABILIDAD	IMPACTO				
	Insignificante (1)	Menor (2)	Moderado (3)	Mayor (4)	Catastrófico (5)
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 EMSA, 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 EMSA, 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 EMSA 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

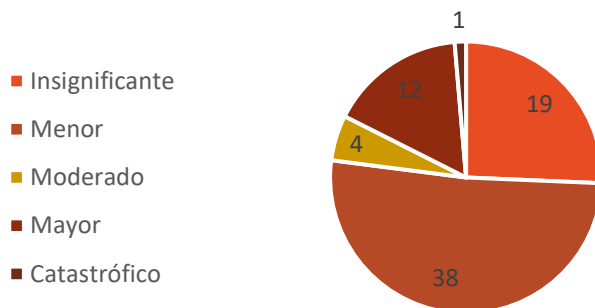
Para los transformadores de potencia del sistema de EMSA que se ubican en la categoría 1, se calculó la demanda atendida de cada transformador, además se tuvo en cuenta su capacidad y su cargabilidad máxima, como criterios para analizar el impacto del riesgo. Una vez calculado estos datos para cada uno 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

Ponderación		30%	20%	50%
Nivel	Impacto	Capacidad	Demanda	Cargabilidad
1	Insignificante	0 a 1 MVA	0 a 1 MW	0 a 10%
2	Menor	1 a 10 MVA	1 a 5 MW	10 a 50%
3	Moderado	10 a 30 MVA	5 a 10 MW	50 a 70%
4	Mayor	30 a 50 MVA	10 a 18 MW	70 a 80%
5	Catastrófico	Mayor a 50 MVA	Mayor a 18 MVA	Mayor a 80%

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 2.2 Clasificación de los transformadores de potencia por impacto de falla



Como criterios para la asignación de la probabilidad se tuvo en cuenta la vida útil regulatoria de los transformadores, además del análisis de criticidad realizado por EMSA para las subestaciones de Ocoa y Reforma. Asimismo, utilizó la información de obsolescencia de los transformadores, presentada en el diagnóstico, en el cual se recomendó el remplazo de los transformadores: Puerto López, San Juan de Arama y San Martín.

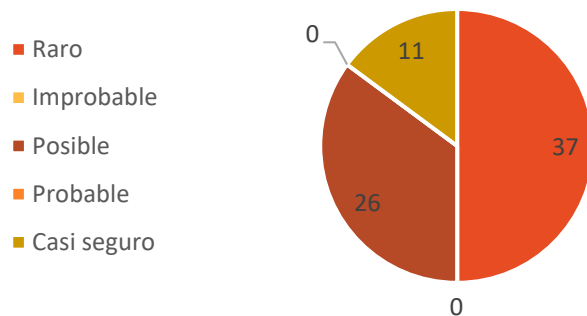
De acuerdo con las condiciones analizadas, se establece el criterio para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla de la siguiente manera:

Tabla 2.6 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo

Nivel	Descripción	Criterio
1	Raro	Uno a 16 años
2	Improbable	16 a 20 años
3	Posible	20 a 30 años
4	Probable	30 a 35 años
5	Casi seguro	Más de 35 años

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 2.3 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 – kV	Riesgo Inherente	Causas	Controles	Riesgo Residual
					Posible Mitigación	
PUERTO LOPEZ	100160001000	34,5/13,8 kV	Muy Alto	Impacto mayor: Sobrecargas. Demanda no atendida por agotamiento de capacidad en subestaciones STR/SDL.	Repotenciación del transformador de la subestación Puerto López 34,5/13,8 kV – de 6,25 a 12,5 MVA. Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	Bajo
SAN JUAN DE ARAMA	100200001000	34,5/13,8 kV	Muy Alto	Impacto catastrófico: se evidenció sobrecarga en diferentes transformadores del SDL	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA	Medio
GRANADA	100090001000	115/13,8 kV	Alto	Impacto mayor: Ante diferentes contingencias, se presentan sobrecargas.	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	Medio
SAN MARTIN	100210001000	34,5/13,8 kV	Alto	Impacto menor: agotamiento de capacidad en subestaciones del SDL. Se presencia sobrecarga en diferentes transformadores del SDL.	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	Medio
REFORMA	100240001000 100240002000 100240003000 100240004000 100240005000 100240006000 100240007000		Alto	Probabilidad: Casi seguro. Cumplimiento de la vida útil regulatoria, análisis de criticidad	Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Reforma	Medio
BARZAL	100250001000		Alto	Probabilidad: Posible. Cumplimiento de la vida útil regulatoria, análisis de criticidad	Instalación de acople de barras en subestación Barzal 34,5 kV que permite respaldo en caso de falla. Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y	Bajo

Subestación	IUA	Relación de transformación – kV	Riesgo Inherente	Causas	Controles	Riesgo Residual
					Posible Mitigación	
					auto de Subestación Barzal	
CAÑOS NEGROS	100270001000	34.5/13.8 kV	Alto	Impacto mayor: Sobrecarga en condiciones normales de operación.	Repotenciación del transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV – de 12,5 MVA a 20 MVA Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Caños Negros	Bajo
	100270002000					
Ocoa	100300001000	115/34.5 kV	Alto	Probabilidad: Posible. Cumplimiento de la vida útil regulatoria, análisis de criticidad	Cambio del transformador Ocoa 1 115/34,5 kV por un transformador de 40 MVA 115/34,5/13,8 kV con un grupo de conexión D0yn5yn.	Medio
	100310001000					
PUERTO LIMON	10014000G000	34.5/13.8 kV	Alto	Impacto mayor: Sobrecarga en condiciones normales de operación.	La subestación está ubicada entre Fuente de Oro y Puerto Lleras, dos puntos donde se planea repotenciar los transformadores. Con el proyecto de ampliación de redes en N2, se podrán proporcionar respaldos desde ambas subestaciones para alimentar la carga de Puerto Limón en caso de falla, reduciendo así el impacto.	Bajo

2.3.2 Categoría 3 – Bahías y celdas

Para el análisis de riesgo de la categoría de activos 3, se tuvieron en cuenta cuatro factores para la evaluación de la probabilidad: Antigüedad, cargabilidad, nivel de cortocircuito, de celdas y bahías y el número de usuarios asociados al circuito. Así mismo, se tuvieron en cuenta las siguientes particularidades:

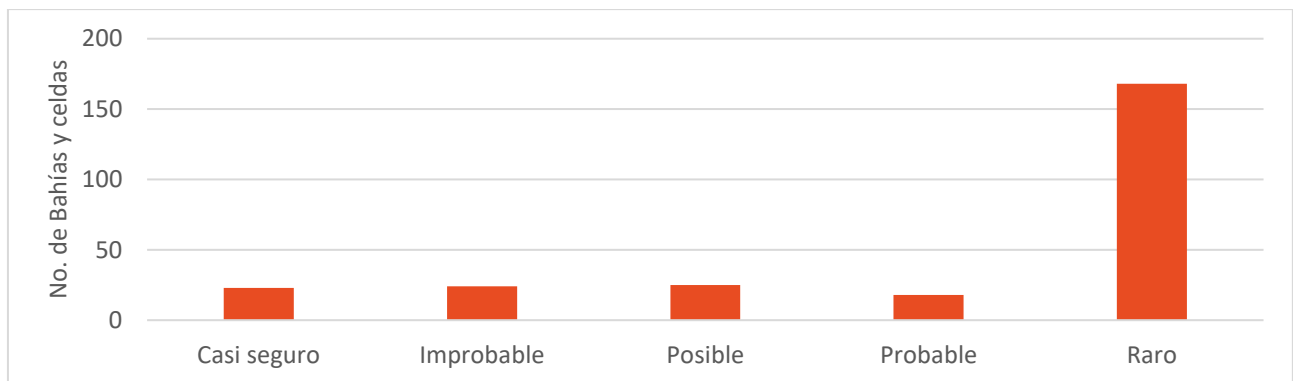
- **Antigüedad:** tomada como los años de la celda o bahía desde su entrada en operación hasta el año 2023, sobre el valor de la vida útil regulatoria de su unidad constructiva reportada en el inventario de activos.

- **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.
- **Número de usuarios:** se utilizan la información de usuarios por circuito del total de usuarios de la empresa.

Una vez se obtienen los cuatro valores ya mencionados para cada uno de los activos, se ponderan para obtener un único valor teniendo en cuenta los siguientes porcentajes: antigüedad (35%), cargabilidad (10%), corriente de cortocircuito (35%), número de usuarios (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 2.4 se presenta un resumen de la valoración de la probabilidad de falla de las bahías y celdas.

Figura 2.4 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, y celdas 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 50 MW

2	Menor	50 a 100 MW
3	Moderado	100 a 200 MW
4	Mayor	200 a 300 MW
5	Catastrófico	Mayor a 300 MW

Una vez se ubica cada una de las bahías dentro de la escala, el grado de impacto baja de nivel en los casos en que la subestación cuenta con bahía de transferencia, puesto que el activo cuenta con un respaldo que permite tomar el 100% de la demanda desatendida cuando la bahía falla.

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	33
Menor	33
Moderado	21
Mayor	14

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 26 unidades constructivas se encuentran en riesgo muy alto, 20 en riesgo alto, 23 en riesgo medio y 56 en riesgo bajo. A continuación, se presentan los activos ubicados en riesgo muy alto:

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

IUS	UC	UIA	SE	Descripción	Riesgo Inherente	Motivo	Controles	Riesgo Residual
							Posible Mitigación	
0025	N2S10	10025000T000 10025000U000 100250020000	BARZAL	Celda de llegada de transformador - barra sencilla - subestación tipo interior-aire	Muy Alto	Por el impacto en la demanda que atiende la subestación	<ul style="list-style-type: none"> Nueva subestación Catama 115/34,5 kV. Nueva Subestación Sikuaní 34,5/13,8 kV 	Bajo
0025	N4S2	100250007000 100250008000 100250009000 10025000A000	BARZAL	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	Muy Alto	Por el impacto en la demanda que atiende la subestación	<ul style="list-style-type: none"> Acople de barras en la subestación Barzal y cambio del transformador No. 1 de Ocoa. 	Bajo
0025	N3S2	10025000F000 10025000G000 10025000H000	BARZAL	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	Muy Alto	Por el impacto en la demanda que atiende la subestación	<ul style="list-style-type: none"> Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Barzal 	Bajo

IUS	UC	UIA	SE	Descripción	Riesgo Inherente	Motivo	Controles	Riesgo Residual
							Posible Mitigación	
0009	N4S2	100090006000	GRANADA	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	Muy Alto	Por el impacto en la demanda que atiende la subestación	<ul style="list-style-type: none"> • Construcción de la línea Granada – San Juan de Arama 115 Kv • Repotenciación del transformador de la subestación Granada 115/13,8 kV – pasando de 20 a 30 MVA, con un grupo de conexión Dyn5 	Bajo
0009	N3S2	10009000A000	GRANADA	Bahía de transformador - configuración barra sencilla - tipo convencional	Muy Alto	Por el impacto en la demanda que atiende la subestación	<ul style="list-style-type: none"> • Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Granada 	Bajo

2.3.2.2 Bahías y celdas de línea de nivel de tensión 2 y 3

Para las celdas y bahías de línea en el nivel de tensión 2 y 3, 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 2022 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 10 MW
2	Menor	10 a 20 MW
3	Moderado	20 a 30 MW
4	Mayor	30 a 40 MW
5	Catastrófico	Mayor a 40 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
Insignificante	89	28
Menor	2	5
Moderado	0	7
Mayor	1	0
Catastrófico	0	1
IUL desconocido	89	28

Para los niveles de tensión 2 y 3, 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
Bajo	91	33
Medio	1	7
Alto	0	1
Muy Alto	0	0
Falta información	91	33

Tabla 2.14 Evaluación del riesgo bahías y celdas de línea N₃/N₂ – Muy Alto y Alto

UC	SE	Código	Riesgo Inherente	Controles	Riesgo Residual
				Posible Mitigación	
N3S1	BARZAL	0025	Alto	<ul style="list-style-type: none"> Nueva subestación Catama 115/34,5 kV. Nueva Subestación Sikuaní 34,5/13,8 kV Acople de barras en la subestación Barzal y cambio del transformador No. 1 de Ocoa. Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Barzal 	Bajo

2.3.2.3 Bahías de línea de nivel de tensión 4

Finalmente, para el caso particular de las celdas y bahías de línea en nivel de tensión 4 se utilizan dos criterios diferentes tanto para el impacto como para la probabilidad:

Impacto: Se utiliza la capacidad total de la subestación donde se encuentra instalado el activo, considerando los siguientes niveles de impacto

Tabla 2.15 Criterios de clasificación de impacto de bahías de línea N₄

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 100 MVA
2	Menor	100 a 300 MVA
3	Moderado	300 a 600 MVA
4	Mayor	600 a 900 MVA
5	Catastrófico	Mayor de 900 MVA

Al utilizar los criterios de la Tabla 2.15, las 59 bahías de nivel 4 se clasifican así: Catastrófico: 21; Mayor: 6, Moderado: 0, Menor: 20, Insignificante:12.

En cuanto a la probabilidad, se utiliza el histórico de fallas de las bahías de nivel de tensión 4 considerado en los análisis del Plan de Expansión EMSA 2022-2031, anexo E “Tasas de fallas e indisponibilidades”, considerando los siguientes niveles de probabilidad

Tabla 2.16 Criterios de clasificación de probabilidad de bahías de línea N₄

Nivel	Descripción	Criterio
1	Raro	0 a 10 fallas
2	Improbable	11 a 15 fallas
3	Posible	16 a 20 fallas
4	Probable	21 a 33

Al utilizar los criterios de la Tabla 2.16 las 59 bahías de nivel 4 se clasifican así: Raro-6, Casi improbable-21, Posible-0, Probable-17 y casi seguro 15.

Con esta información finalmente se encuentra el nivel de riesgo de los activos, donde 19 bahías se ubican en riesgo medio y 40 en riesgo alto y ninguna en riesgo muy alto, como se ve a continuación:

Tabla 2.17 Evaluación de riesgo bahías de línea de nivel 4

SE	SE	UC	Descripción	Riesgo Inherente	Posible mitigación	Riesgo residual
0024	REFORMA	N4S7 (15)	Bahía de línea - configuración barra principal y transferencia - tipo convencional	Alto	Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Reforma	Medio
		N4S47 (3)	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	Alto		
		N4S17 (2)	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	Alto		
0025	BARZAL	N4S1 (2)	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	Alto	<ul style="list-style-type: none"> Acople de barras en la subestación Barzal y cambio del transformador No. 1 de Ocoa. Proyecto de Automatización: Instalación del sistema de control y auto de Subestación Barzal 	Medio
0030	Ocoa	N4S5 (9)	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	Alto	<ul style="list-style-type: none"> Construcción de una línea circuito sencillo a 115 kV, con una longitud aproximada 31 km, desde la subestación Ocoa 115 kV hasta la subestación Santa Helena 115 kV, con sus correspondientes bahías de línea. Cambio del transformador Ocoa 1 115/34,5 kV por un transformador de 40 MVA 115/34,5/13,8 kV con un grupo de conexión D0yn5yn. 	Medio
		N4S47 (3)	Bahía de maniobra - (seccionamiento de barras sin interruptor) - tipo convencional	Alto		
		N4S17 (2)	Bahía de maniobra - (acople - transferencia o seccionamiento) - tipo convencional	Alto		
		N4S6 (1)	Bahía de transformador - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	Alto		
0032	ALTILLANURA - PUERTO GAITAN	N4S5 (1)	Bahía de línea - configuración barra doble con by pass - tipo convencional	Alto	Se reponen transformadores de corriente en N4 de la bahía que aumenta la vida útil de la UC y disminuye la probabilidad de falla	Medio
		N4S53 (1)	Bahía de acople configuraciones con doble barra	Alto		

SE	SE	UC	Descripción	Riesgo Inherente	Posible mitigación	Riesgo residual
0009	GRANADA	N4S1 (1)	Bahía de línea - configuración barra sencilla - tipo convencional	Alto	Con la entrada de la subestación Violetas se respalda la subestación San Juan de Arama y se reduce el impacto de la bahía de línea	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 200 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 2.18 se resumen las unidades constructivas que se encuentran en los rangos R5, R4 y R3 respectivamente.

Tabla 2.18 Activos por subestación y nivel de tensión Categoría 4

Unidad constructiva	N2	N3	N4
R7: Rango de antigüedad entre 31 y 35 años			
Equipo de medida	Acacias (2); Apiay (1); Barzal (5); Guamal (1); Idema (3); Puerto López (1); San Martin (2)	Apiay (1); Barzal (2); Guamal (2); Idema (1); San Martin (1)	
	Total: 15 UC	Total: 7 UC	
Protección diferencial de barras		Idema (1)	Barzal (1)
		Total: 1 UC	Total: 1 UC
Sistema de comunicaciones			Barzal (2)
			Total: 2 UC
R6: Rango de antigüedad entre 26 y 30 años			
Equipo de medida	Aguas Claras (2); Caños Negros (3); Castilla La Nueva (3); Cumaral (2); El Dorado (1); Fuente De Oro (2); Granada (1); Medellín Del Ariari (1); Surimena (2)	Cubarral (1); El Dorado (1)	
	Total: 17 UC	Total: 2 UC	
Protección diferencial de barras			Reforma (1)
			Total: 1 UC
Sistemas de control			Reforma (1)
			Total: 1 UC
Enlace de fibra óptica			Reforma (2)
			Total: 2 UC
R5: Rango de antigüedad entre 21 y 25 años			
Equipo de medida	Manacacias (2)		
	Total: 2 UC		
R4: Rango de antigüedad entre 16 y 20 años			
Equipo de medida	Apiay (1); Esmeralda (1); Mesetas (1); Ocoa (2); Uribe (1)	Mesetas (1); Ocoa (1)	
	Total: 6 UC	Total: 2 UC	

Unidad constructiva	N2	N3	N4
Protección diferencial de barras	Uribe (1) Total: 1 UC	Caños Negros (1) Total: 1 UC	Ocoa (1) Total: 1 UC
Sistema de comunicaciones		Caños Negros (1); Idema (1) Total: 2 UC	Barzal (1); Ocoa (2); Reforma (3) Total: 6 UC
Unidad de calidad de potencia		Uribe (1) Total: 1 UC	
Unidad terminal remota		Apiay (1); Caños Negros (1); Esmeralda (1); Idema (1) Total: 4 UC	Barzal (1); Ocoa (1); Reforma (1) Total: 3 UC
Interface de usuario (IHM)			Barzal (1); Reforma (1) Total: 2 UC
Enlace de fibra óptica		Apiay (1); Caños Negros (1); Esmeralda (1); Idema (1) Total: 4 UC	Barzal (1); Ocoa (1) Total: 2 UC
Sistema de teleprotección			Barzal (2); Ocoa (4); Reforma (4) Total: 10 UC
R3: Rango de antigüedad entre 11 y 15 años			
Unidad de adquisición de datos		Catama (1) Total: 1 UC	
Sistema de comunicaciones		Acacias (1); Catama (1); Cumaral (1); San Martin (1) Total: 4 UC	Puerto Gaitan (2); Puerto Lopez (1); Suria (1) Total: 4 UC
Unidad de calidad de potencia	Acacias (1); Puerto Rico (1); Suria (1) Total: 3 UC	Cristalina (1); Puerto Rico (1); Rubí (1); Suria (1) Total: 4 UC	Suria (1) Total: 1 UC
Equipo de medida	Aguas Claras (2); Cabuyaro (2); Castilla La Nueva (3); Catama (4); Fuente De Oro (2); Guamal (2); Medellín Del Ariari (1); Puerto Limón (2); Puerto Lleras (1); Puerto Rico (1); San Juan De Arama (2); Suria (2). Total: 24 UC	Puerto Gaitán (3); Caños Negros (1); Casetabla (4); Catama (4); Cubarral (1); Guamal (1); Manacacias (2); Puerto Lleras (1); Puerto Lopez (1); Puerto Rico (1); Rubi (4); Suria (1) Total: 24 UC	
Protección diferencial de barras		Acacias (1); Catama (1); Cumaral (1); Manacacias (1); San Martin (1) Total: 5 UC	Puerto Gaitán (2); Barzal (1); Granada (2); Puerto López (1); Suria (1) Total: 7 UC
Sistemas de control			Suria (1) Total: 1 UC
Unidad terminal remota		Acacias (1); Cumaral (1); Fuente De Oro (1); Guamal (1); Puerto Lleras (1); San Martin (1) Total: 6 UC	Puerto Gaitán (1); Granada (1); Puerto López (1) Total: 3 UC
Sistema de teleprotección			Puerto Gaitán (1); Granada (1); Ocoa (1); Puerto López (1); Suria (1) Total: 5 UC
Interface de usuario (IHM)			Puerto Gaitán (1); Granada (1); Puerto López (1) Total: 3 UC
Enlace de fibra óptica		Acacias (1); Catama (1); Cumaral (1); Fuente De Oro (1); Guamal (1); Puerto Lleras (1); San Martin (1) Total: 7 UC	Granada (1); Puerto López (1) Total: 2 UC

Unidad constructiva	N2	N3	N4
		Total: 7 UC	Total: 2 UC

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.

Sin embargo, en el marco del Plan de Inversión 2024-2029, se contempla la sustitución de 15 transformadores de corriente para esta categoría de activos. Esta decisión se fundamenta en la saturación experimentada por estos transformadores con la entrada en funcionamiento de la subestación Santa Helena.

Además, en el caso de la subestación Esmeralda 34,5/13,8 kV, donde se requiere atender una nueva demanda y modernizar la infraestructura actual, se incluye en el proyecto el reemplazo de los equipos asociados a la categoría 5.

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

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Raro	1 a 15 años
2	Improbable	16 a 25 años
3	Posible	26 a 35 años
4	Probable	36 a 45 años
5	Casi seguro	más de 45 años

Tabla 2.20 Valoración de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 6

Probabilidad	Casa de control	Ducto de barras	Módulo común	Módulo de barraje	Total, UC
Raro	5	28	33	32	98
Improbable	6	21	24	42	93

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 2.21 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 6

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 100 MVA
2	Menor	100 a 300 MVA
3	Moderado	300 a 600 MVA
4	Mayor	600 a 990 MVA
5	Catastrófico	Mayor de 990 MVA

Tabla 2.22 Impacto sobre los equipos de la categoría 6

Impacto	Casa de control	Ducto barras	Módulo común	Módulo barraje	Total UC
Insignificante	11	12	57	74	11
Menor	0	30	0	0	0
Moderado	0	0	0	0	0
Mayor	0	3	0	0	0
Catastrófico	0	4	0	0	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 2.23.

Tabla 2.23 Resultados de análisis de riesgo categoría 6

Riesgo	Casa de control	Ducto de barras	Módulo común	Módulo de barraje
Bajo	11	42	57	74
Medio	0	4	0	0
Alto	0	3	0	0

Las unidades constructivas que se ubican en riesgo alto corresponden a equipos de la Subestación Reforma, para la cual se plantea la construcción del segundo circuito 34,5 kV Reforma- Esmeralda, aprox. 9 km, proyecto que permite mitigar el riesgo identificado.

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.

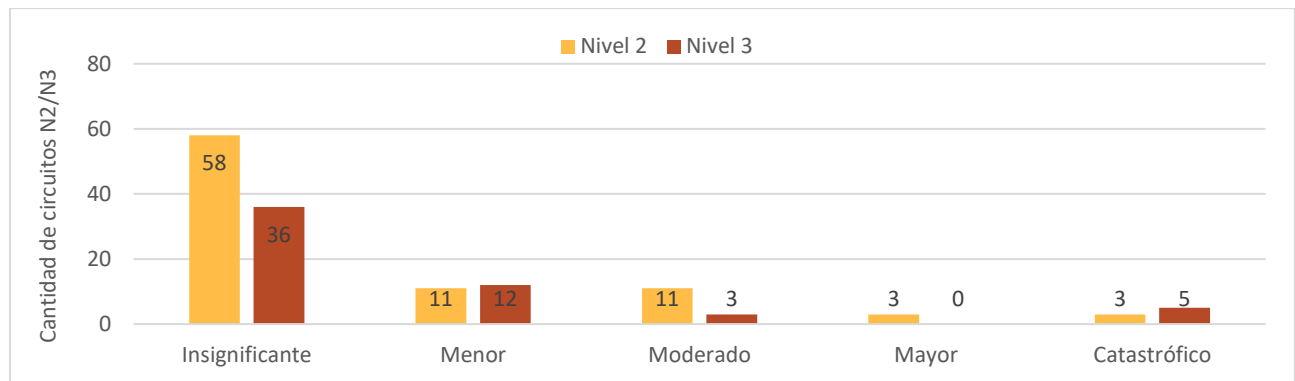
El criterio utilizado para la valoración del impacto de las fallas sobre las líneas fue el costo de las compensaciones realizadas por la empresa a los usuarios por cada uno de los circuitos en el año 2021. La escala para esta valoración se presenta en detalle en la siguiente tabla.

Tabla 2.24 Criterios para la evaluación del impacto del riesgo en la categoría 7 y 8

Nivel	Descriptor	Criterio
1	Insignificante	0 a 5 millones
2	Menor	6 a 19 millones
3	Moderado	20 a 39 millones
4	Mayor	40 y 59 millones
5	Catastrófico	Mayor a 60 millones

En total, se evaluaron 142 circuitos en los niveles de tensión 2 y 3. En la Figura 2.5 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 compensaciones del año 2021.

Figura 2.5 Valoración del impacto para las líneas de nivel de tensión 2 y 3

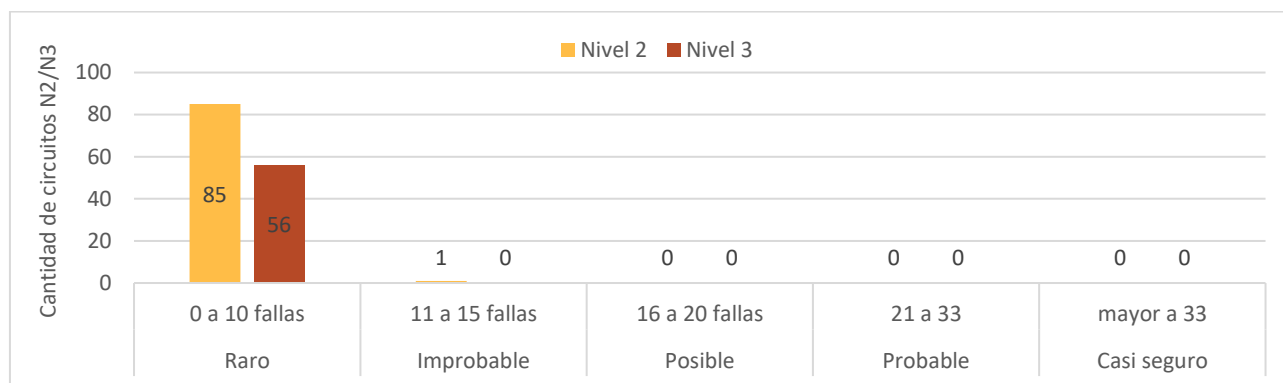


Por otra parte, lo correspondiente a la probabilidad de falla se valoró teniendo en cuenta la cantidad de fallas reportadas por circuitos para el año 2021 haciendo uso de la siguiente escala:

Tabla 2.25 Criterios para la evaluación de la probabilidad del riesgo de falla en la categoría 7 y 8

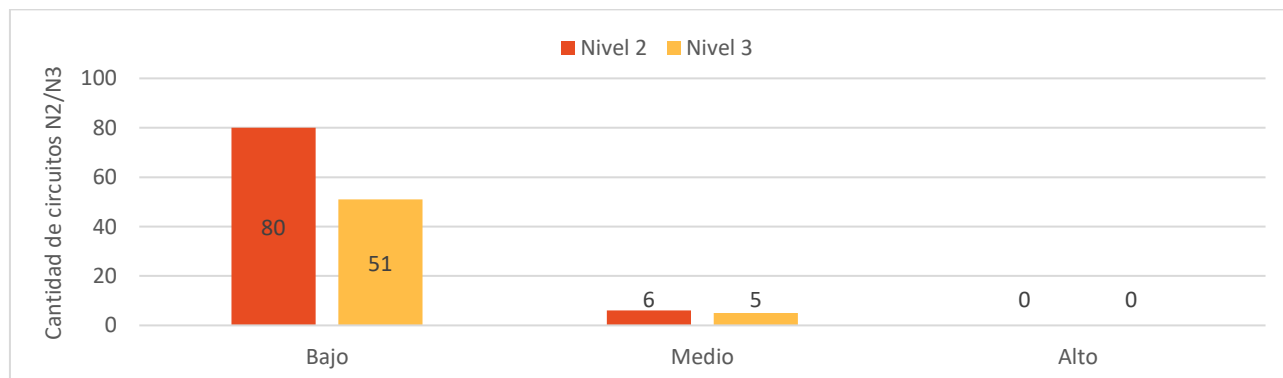
Nivel	Descriptor	Criterio
1	Raro	0 a 10 fallas
2	Improbable	11 a 15 fallas
3	Posible	16 a 20 fallas
4	Probable	21 a 33
5	Casi seguro	mayor a 33

Figura 2.6 Evaluación de la probabilidad del riesgo de falla categoría 7 y 8



De este análisis, se obtiene que el 92% 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 8% en nivel de riesgo medio.

Tabla 2.26 Resultado análisis de riesgo categorías 7 y 8



Como se observa del análisis, no se identificaron unidades constructivas en nivel de riesgo alto, sin embargo, el plan de inversión 2024-2029 propone la construcción de las líneas asociadas a las subestaciones 34,5/13,8 Kv: Sikuni, Pachaquiario y San Carlos. Así como la construcción de las líneas a 34,5 kV: Catama-Cumamaral, Ocoa-Acacias, Acacias-Guamal, Violetas-Guamal, Reforma-Esmeralda 2, Suria-Pachaquiario y Violetas-Guamal.

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 2024-2029 prevé la reposición de los transformadores de corriente, de los equipos asociados a las nuevas subestaciones. De esta manera, se plantea la reposición de 12 reconectores de barra 13,8 kV y 13 de cabecera de circuito 13,8 kV, 9 reconectores de barra 34,5 kV.

2.3.8 Categoría 10 – Centro de control

Para los activos de la categoría 10, correspondiente al centro de control, dadas las observaciones realizadas en el diagnóstico sobre el estado actual del sistema de control, de cumplimiento de vida útil regulatoria en el periodo 2024-2029. Para lo cual se prevé la instalación de un nuevo centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS) con el fin de implementar algunas capas de funcionalidad que permitan mayor manejo de las áreas de operación y control.

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 2.27 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 2.27 Valoración de activos de subestación que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos (\$ dic2017)		
	Menor a 2 años (2024-2025)	Entre 2 y 4 años (2026 – 2027)	Mayor 4 años (2028 -2029)
C1 Transformadores de potencia		5.563	-
C2 Compensaciones	-	-	-
C3 Bahías y Celdas	1.894	-	-
C5 Equipos de subestación	-	-	-
C6 Otros equipos de subestación	-	-	-
C11 Transformadores Distribución	3.645	3.645	3.645

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 2024-2029, no se prevé reemplazo de activos de líneas tipo III:

Tabla 2.28 Valoración activos de líneas que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos (\$ dic2017)		
	Menor a 2 años (2024-2025)	Entre 2 y 4 años (2026 – 2027)	Mayor 4 años (2028 - 2029)
C7 Líneas aéreas	-	-	-
C8 Líneas Subterráneas	-	-	-
C9 Equipos de línea	-	-	-

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

En la Tabla 2.29 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 2.29 Valoración de activos de control y comunicaciones que requieren ser reemplazados

Categoría	Millones de pesos (\$ dic2017)		
	Menor a 2 años (2024-2025)	Entre 2 y 4 años (2026 – 2027)	Mayor 4 años (2028 - 2029)
C4 Equipos de control y comunicaciones	53	-	1.376
C10 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.
- 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 2.30 Relación beneficio/costo proyectos Tipo III

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2024042	Reposición del transformador No. 1 en Subestación Ocoa 115/34,5/13.2 kV – 40 MVA	4	2027	Villavicencio	1,5
2024053	Reposición de CTs N4	4	2024	Varios	10,1

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2024054	Reposición equipos de medida 2025	2	2025	Varios	> 1 (*)
2024055	Reposición de CTs N4	4	2025	Varios	9,3
2024056	Reposición equipos de medida 2025	3	2025	Varios	> 1 (*)
2024057	Reposición equipos de medida 2028	2	2028	Varios	> 1 (*)
2024058	Reposición equipos de medida 2028	3	2028	Varios	> 1 (*)
2024059	Reposición Unidad de calidad de la potencia	2,4	2029	Varios	> 1 (*)
2024083	Reposición de transformadores N1 2024	1	2024	Varios	21,7
2024084	Reposición de transformadores N1 2025	1	2025	Varios	19,1
2024085	Reposición de transformadores N1 2026	1	2026	Varios	17,1
2024086	Reposición de transformadores N1 2027	1	2027	Varios	15,4
2024087	Reposición de transformadores N1 2028	1	2028	Varios	14,1
2024088	Reposición de transformadores N1 2029	1	2029	Varios	12,5

() 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 2024-2029.

Tabla 2.31 Lista de proyectos de inversión Tipo III valorados y priorizados por año

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	NT	\$Millones de pesos (dic2017)					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
Reposición Transformadores	2024042	Reposición del transformador No. 1 en Subestación Ocoa 115/34,5/13.2 kV – 40 MVA	4				5.563		
Reposición de equipos	2024053	Reposición de CTs N4	4	680					
	2024054	Reposición equipos de medida 2025	2		41				
	2024055	Reposición de CTs N4	4		1.214				
	2024056	Reposición equipos de medida 2025	3		12				
	2024057	Reposición equipos de medida 2028	2					34	
	2024058	Reposición equipos de medida 2028	3					26	
	2024059	Reposición Unidad de calidad de la potencia	2,4						1.317
Reposición de Equipos	2024083	Reposición de transformadores N1 2024	1	1.822					
	2024084	Reposición de transformadores N1 2025	1		1.822				
	2024085	Reposición de transformadores N1 2026	1			1.822			
	2024086	Reposición de transformadores N1 2027	1				1.822		
	2024087	Reposición de transformadores N1 2028	1					1.822	
	2024088	Reposición de transformadores N1 2029	1						1.822
Total				2.502	3.089	1.822	7.386	1.882	3.139

2.8.1 Programa Reposición transformadores de potencia

2.8.1.1 2024042: Reposición del transformador No. 1 en Subestación Ocoa 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA

El proyecto plantea el cambio del transformador Ocoa 1 115/34,5/13,8 kV por un transformador de 40 MVA 115/34,5/13,8 kV con un grupo de conexión D0yn5yn5. Este proyecto hace parte de las obras de normalización de la Subestación Ocoa – Barzal, con estas expansiones es posible el anillamiento de las subestaciones en 34,5 kV Esmeralda – Barzal - Caños Negros – Catama – Apiay – Centauros – Sikuaní – Ocoa. De igual forma se viabiliza el anillamiento, en 34,5 kV, de las subestaciones Ocoa – Acacías – Guamal – Violetas – Castilla - San Carlos – Surimena – Suria.

Esta expansión ayuda en gran medida a solucionar las problemáticas que presentan en la red de EMSA, especialmente en el área de Villavicencio y los sectores aledaños. Su viabilidad técnica se verificó dentro de los diferentes análisis efectuados en el Plan de Expansión EMSA 2022-2031.

Se tiene prevista la entrada en operación en el año 2027.

2.8.2 Programa Reposición de equipos

2.8.2.1 2024053: Reposición de transformadores de corriente N4 - 2024

Por la entrada en servicio de la subestación Santa Helena, los transformadores de corriente en el listado se saturan por lo que se requiere el cambio. Este proyecto se estructura para realizarse en dos fases durante el 2024 y 2025 respectivamente. En la primera Fase se realizará el cambio de los siguientes CTs.

Tabla 2.32 Programa de cambio de transformadores de corriente (CTs) N4

Código Proyecto	Subestación	Bahía	Cantidad de CTS N4	FPO
2024053	PUERTO GAITÁN	TRANSFORMADOR TR1	3	2024
2024053	SURIA 115 kV	PUERTO LÓPEZ 1 115	3	2024
2024053	SURIA 115 kV	PUERTO LÓPEZ 2 115	3	2024
2024053	SURIA 115 kV	SANTA HELENA	3	2024
2024053	SURIA 115 kV	TRANSFORMADOR TR1	3	2024

2.8.2.2 2024054 y 2024056: Reposición de equipos de medida N3 y N2 - 2025

Como su nombre lo indica, el proyecto propone la reposición de equipos de medida que cumplieron la vida útil regulatoria, para lo cual se plantean dos fases para ejecutarse en los años 2025 y 2028.

En la primera Fase se realizará la reposición de 40 equipos de medida en el nivel de tensión 2 (Proyecto ID: 2024054) y 11 equipos de medida en el nivel de tensión 3 (Proyecto ID: 2024056).

2.8.2.3 2024055: Reposición de transformadores de corriente N4 - 2025

Por la entrada en servicio de la subestación Santa Helena, los transformadores de corriente en el listado se saturan por lo que se requiere el cambio. Este proyecto se estructura para realizarse en dos fases durante el 2024 y 2025 respectivamente. En la segunda Fase se realizará el cambio de los siguientes CTs.

Tabla 2.33 Programa de cambio de transformadores de corriente (CTs) N4

Código Proyecto	Subestación	Bahía	Cantidad de CTS N4	FPO
2024055	OCOA	TRANSFORMADOR TR1	3	2025
2024055	OCOA	TRANSFORMADOR TR2	3	2025
2024055	REFORMA	BARZAL 115 KV	3	2025
2024055	REFORMA	OCOA 1 115 KV	3	2025
2024055	REFORMA	OCOA 2 115 KV	3	2025
2024055	REFORMA	TRANSFORMADOR TR1 115/34,5/13,8 KV	3	2025
2024055	BARZAL	TRANSFORMADOR TR1	3	2025
2024055	BARZAL	TRANSFORMADOR TR2	3	2025
2024055	BARZAL	TRANSFORMADOR TR3	3	2025

2.8.2.4 2024057 y 2024058: Reposición de equipos de medida N3 y N2 - 2028

Como su nombre lo indica, el proyecto propone la reposición de equipos de medida que cumplieron la vida útil regulatoria, para lo cual se plantean dos fases para ejecutarse en los años 2025 y 2028. En la segunda Fase se realizará la reposición de 33 equipos de medida en el nivel de tensión 2 (Proyecto ID: 2024057) y 24 equipos de medida en el nivel de tensión 3 (Proyecto ID: 2024058).

2.8.2.5 2024059: Reposición de unidades de calidad de potencia

Reposición de 55 Unidades de calidad de la potencia, por cumplimiento de vida útil regulatoria.

Tabla 2.34 Programa de reposición de unidades de calidad de potencia

Subestación	N4	N3	N2
URIBE		1	1
ACACIAS		1	2
MEDELLIN DEL ARIARI		1	1
CUBARRAL		1	1
CASTILLA LA NUEVA		1	
CUMARAL		1	1

Subestación	N4	N3	N2
GRANADA	1	1	1
GUAMAL		1	1
AGUAS CLARAS		1	1
PUERTO LLERAS		1	1
MESETAS		1	1
PUERTO LIMON		1	1

Subestación	N4	N3	N2
SAN JUAN DE ARAMA		1	1
SAN MARTIN		1	1
URIBE		1	1
VISTA HERMOSA		1	
REFORMA	1	1	1
BARZAL		1	

Subestación	N4	N3	N2
CABUYARO		1	1
FUENTE DE ORO		1	1
OCOA	1		1
CRISTALINA		1	

Subestación	N4	N3	N2
CASETABLA		1	
RUBI		1	
CAMPOBONITO	1		
PUERTO RICO		2	2

Subestación	N4	N3	N2
CAÑOS NEGROS		1	
RESTREPO		1	
SURIA	1	1	1

2.8.3 Programa Reposición de transformadores N1

El programa consiste en la reposición de 225 transformadores de distribución por año, sustentado a partir de la tasa de falla de transformadores de distribución de los últimos 4 años. Su ejecución está planteada por etapas, una para cada año entre el 2024-2029.

Tabla 2.35 Programa de Reposición de transformadores N1

Código Proyecto	Año de puesta en operación	Cantidad de Transformadores N1
2024083	2024	225
2024084	2025	225
2024085	2026	225
2024086	2027	225
2024087	2028	225
2024088	2029	225

En la siguiente tabla se presentan los 225 transformadores de distribución por año, discriminados en las siguientes capacidades y cantidades:

Tabla 2.36 Programa de Reposición de transformadores N1 – transformadores

Descripción	Capacidad (kVA)	Urbano/Rural	Cantidad
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	45	Urbano	5
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 75 kVA	75	Urbano	16
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 112,5 kVA	112,5	Urbano	9
Transformador Aéreo Monofásico rural de 10 kVA	10	Rural	48
Transformador Aéreo Monofásico rural de 15 kVA	15	Rural	71
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 30 kVA	30	Urbano	3
Transformador Aéreo Trifásico urbano de 150 kVA	150	Urbano	3
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 75 kVA	75	Urbano	1
Transformador Pedestal Trifásico urbano de 112,5 kVA	112,5	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 10 kVA	10	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico rural de 5 kVA	5	Rural	23
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 15 kVA	15	Urbano	1
Transformador Aéreo Monofásico rural de 25 kVA	25	Rural	14
Transformador Aéreo Monofásico rural de 50 kVA	50	Rural	1
Transformador Aéreo Trifásico rural de 15 kVA	15	Rural	5

Descripción	Capacidad (kVA)	Urbano/Rural	Cantidad
Transformador Aéreo Trifásico rural de 30 kVA	30	Rural	8
Transformador Aéreo Trifásico rural de 45 kVA	45	Rural	5
Transformador Aéreo Monofásico urbano de 25 kVA	25	Urbano	3
Transformador Aéreo Trifásico rural de 75 kVA	75	Rural	4
Transformador Aéreo Trifásico rural de 112,5 kVA	112,5	Rural	2
Transformador Aéreo Trifásico rural de 150 kVA	150	Rural	1

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

La CREG estableció en la metodología contenida en la Resolución CREG 015 de 2018 dos aspectos que resultan relevantes respecto a los gastos AOM de los activos existentes que a futuro van a ser repuestos:

- 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 EMSA sin considerar los activos que entraron en operación en 2017, la empresa gastó en promedio para el periodo indicado \$28.200 millones de pesos de diciembre de 2017 en AOM, los cuales incluyen los recursos dedicados en AOM a la gestión de pérdidas. Al restar la fracción de AOM en pérdidas, se tiene un monto aproximado de \$19.826 millones de pesos de diciembre de 2017. Este valor representa un porcentaje de gasto de AOM del 2,28% respecto de la base regulatoria de activos inicial establecido en la Resolución CREG 139 de 2021.

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 \$40.132 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a 4,61% de la base de regulatoria de activos) y lo remunerado por la CREG es aproximadamente \$23.060 millones de pesos de diciembre de 2017 (equivalentes a 2,65% de la base de regulatoria de activos), por tanto, el objetivo es disminuir un 1,96% de gastos de AOM en cinco años.

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 2024-2029 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 EMSA.

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.
- 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.
- 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 EMSA 2022-2031 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 EMSA, 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:

- ✓ Linealidad y dependencia débil: 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.
- ✓ Media condicionada igual a cero: La media esperada del error, dados los valores contemporáneos de las variables explicativas, es igual a cero. El error e_t esta incorrelacionado 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 (ϵ_t) están independiente e idénticamente distribuidos según una distribución normal $N(0, \sigma^2)$

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:

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

Tabla 3.1 Modelo para la predicción de la frecuencia de interrupciones

Variable	Descripción	Coficiente	Valor
		β_0	-0,7810522
X_1	Usuarios por circuito	β_1	0,8513463
X_2	Longitud por circuito	β_2	0,0757912
X_3	Índice de ruralidad por circuito	β_3	1,2189339
X_4	Índice de riesgo por circuito	β_4	0,2644933

Tabla 3.2 Modelo para la predicción de la duración de interrupciones

Variable	Significado	Coficiente	Valor
		β_0	-5,480441835
X_1	Usuarios por circuito	β_1	0,735163898
X_2	Longitud por circuito	β_2	0,207403932
X_3	Índice de ruralidad por circuito	β_3	2,165373218
X_4	Índice de riesgo por circuito	β_4	0,274769979

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 en operación	Municipio	Relación B/C
2024018	Conexión comunicaciones fibra Óptica	3	2025	Varios	1,75
2024019	Remodelación Redes N3 Año 2024	3	2024	Varios	3,41
2024020	Remodelación Redes N3 Año 2025	3	2025	Varios	3,41
2024021	Remodelación Redes N3 Año 2026	3	2026	Varios	3,41
2024022	Remodelación Redes N3 Año 2027	3	2027	Varios	3,41
2024023	Remodelación Redes N3 Año 2028	3	2028	Varios	3,41
2024024	Remodelación Redes N3 Año 2029	3	2029	Varios	3,41
2024025	Reposición del centro de control	0	2026	Varios	1,64
2024026	Implementación del Sistema de Gestión de Activos	0	2025	Varios	> 1 (*)
2024031	Instalación del sistema de control y auto de SE	0	2025	Varios	1,00
2024032	Instalación del sistema de control y auto de SE	0	2026	Varios	1,50
2024033	Instalación del sistema de control y auto de SE	0	2027	Varios	1,31
2024034	Instalación del sistema de control y auto de SE	0	2028	Varios	2,32
2024035	Instalación del sistema de control y auto de SE	0	2029	Varios	1,32
2024036	Instalación de nuevos equipos	3	2024	Varios	2,04
2024037	Instalación de nuevos equipos	2	2024	Varios	1,74
2024038	Instalación de nuevos equipos	3	2025	Varios	1,07
2024039	Instalación de nuevos equipos	2	2025	Varios	1,10
2024040	Acople de barras en subestación Barzal y Ocoa 34,5 kV	3	2027	Villavicencio	1,67
2024066	Remodelación Redes N2 Año 2024	2	2024	Varios	3,21
2024067	Remodelación Redes N2 Año 2025	2	2025	Varios	1,00
2024068	Remodelación Redes N2 Año 2026	2	2026	Varios	2,55
2024069	Remodelación Redes N2 Año 2027	2	2027	Varios	6,31
2024070	Remodelación Redes N2 Año 2028	2	2028	Varios	3,80
2024071	Remodelación Redes N2 Año 2029	2	2029	Varios	3,43
2024078	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	2024	Varios	5,62

Código Proyecto	Descripción del Proyecto	Nivel	Año entrada en operación	Municipio	Relación B/C
2024079	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	2025	Varios	6,07
2024080	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	2026	Varios	6,04
2024081	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	2027	Varios	6,05
2024082	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	2028	Varios	5,95

() 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

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	NT	\$Millones de pesos (diC2017)					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
Instalación cable fibra óptica	2024018	Conexión comunicaciones fibra Óptica	3		4.190				
	2024019	Remodelación Redes N3 Año 2024	3	1.837					
	2024020	Remodelación Redes N3 Año 2025	3		7.283				
Remodelación líneas N3	2024021	Remodelación Redes N3 Año 2026	3			1.649			
	2024022	Remodelación Redes N3 Año 2027	3				3.527		
	2024023	Remodelación Redes N3 Año 2028	3					3.527	
	2024024	Remodelación Redes N3 Año 2029	3						3.527
	Centro de Control	2024025	Reposición del centro de control	0			15.411		
SGA	2024026	Implementación del Sistema de Gestión de Activos	0		3.687				
Automatización	2024031	Instalación del sistema de control y auto de SE	0		2.573				
	2024032	Instalación del sistema de control y auto de SE	0			2.130			
	2024033	Instalación del sistema de control y auto de SE	0				2.072		
	2024034	Instalación del sistema de control y auto de SE	0					3.036	

Programa	Código proyecto	Nombre Proyecto	NT	\$Millones de pesos (diC2017)					
				2024	2025	2026	2027	2028	2029
	2024035	Instalación del sistema de control y auto de SE	0						6.551
Instalación otros activos de subestación	2024036	Instalación de nuevos equipos	3	374					
	2024037	Instalación de nuevos equipos	2	419					
	2024038	Instalación de nuevos equipos	3		187				
	2024039	Instalación de nuevos equipos	2		758				
	2024040	Acople de barras en subestación Barzal y Ocoa 34,5 kV	3				663		
Remodelación líneas N2	2024066	Remodelación Redes N2 Año 2024	2	2.764					
	2024067	Remodelación Redes N2 Año 2025	2		8.943				
	2024068	Remodelación Redes N2 Año 2026	2			3.519			
	2024069	Remodelación Redes N2 Año 2027	2				5.022		
	2024070	Remodelación Redes N2 Año 2028	2					5.022	
	2024071	Remodelación Redes N2 Año 2029	2						5.022
Normalización usuarios N1	2024078	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1	505					
	2024079	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1		891				
	2024080	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1			1.706			
	2024081	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1				1.305		
	2024082	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1						330
Total				5.900	28.512	24.415	12.590	11.916	15.101

3.3.1 Programa Instalación cable de fibra óptica

3.3.1.1 2024018: Instalación cable de fibra óptica

El proyecto consiste en la instalación de 123 km de cable de guarda y de fibra óptica All-Dielectric Self-Supporting (ADSS) monomodo (N4L93) para establecer la comunicación entre todas las subestaciones de 34,5kV desde la Subestación Puerto López hasta la subestación Puerto Gaitán.

Se tiene prevista la entrada en operación en el año 2025.

3.3.2 Programa Remodelación líneas N3

El programa consiste en la remodelación de algunos tramos de líneas en nivel de tensión 3, con el objetivo de mejorar la calidad de la prestación del servicio, con una tasa de remodelación promedio de 15 km-año en conductor semiaislado 266 kcmil, atendiendo circuitos críticos (deterioro de infraestructura) identificados por el área de mantenimiento de líneas y redes de EMSA y priorizados por ranking para mejorar indicadores de Calidad del Servicio.

Tabla 3.5 Programa remodelación líneas N3

Código Proyecto	Año de puesta en operación	Remodelación (km)
2024019	2024	7
2024020	2025	31
2024021	2026	7
2024022	2027	15
2024023	2028	15
2024024	2029	15

3.3.3 Programa Centro de Control

3.3.3.1 2024025: Reposición del Centro de Control

El proyecto consiste en la actualización, y puesta en marcha de un nuevo centro de control tipo 4 (SCADA+EMS-Completo+DMS Completo+OMS+CMS) con el fin de implementar algunas capas de funcionalidad que permitan mayor manejo de las áreas de operación y control. Este proyecto se plantea dadas las observaciones realizadas en el diagnóstico sobre el estado actual del sistema de control, de cumplimiento de vida útil regulatoria en el periodo 2024-2029.

La función principal del centro de control en el sistema eléctrico es el monitoreo de manera remota del funcionamiento del sistema, para la toma de decisiones sobre la operación del sistema o ante eventos inesperados. La tecnología utilizada en los equipos de medición, monitoreo y control del

sistema avanza de manera acelerada, por esta razón, es importante y obligatoria la actualización del centro de control cada 10 años, considerando que la tecnología en este tiempo se ha convertido en obsoleta, lo que impone barreras en el funcionamiento y la reacción efectiva ante situaciones inesperadas.

Por otro lado, la operación con un centro de control obsoleto o muy antiguo tiene riesgos tales como:

- Mediciones erróneas
- Toma de decisiones equivocadas basada en datos falsos
- Falta de supervisión sobre el sistema eléctrico operado
- Identificación tardía de fallas o eventos en el sistema

Un centro de control actualizado permite la optimización de los recursos, la toma de decisiones sobre los datos reales del sistema, una programación acorde a la producción eléctrica y a las variaciones de la demanda.

Se tiene prevista la entrada en operación en el año 2026.

3.3.4 Programa Sistema de Gestión de Activos

3.3.4.1 2024026: Implementación del Sistema de Gestión de Activos

El programa consiste en el reconocimiento económico por la implementación del Sistema de Gestión de Activos, correspondiente a inversiones necesarias de la EMSA para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001. Se propone con fecha el año 2025 y se identifica con el código SGA-2025.

3.3.5 Programa Automatización

El programa consiste en la actualización tecnológica del control de las siguientes subestaciones y del control de las bahías asociadas: Reforma, Idema, Caños Negros, Acacias Cumaral San Martín, Barzal, Granada, Puerto López y Suria, principalmente motivado en la vida útil regulatoria; esta modernización se llevará a cabo por fases- año como se presenta a continuación.

Tabla 3.6 Programa automatización de subestaciones

Código Proyecto	Descripción	FEO
2024031	Instalación del sistema de control y auto de Subestación Reforma	2025
2024032	Instalación del sistema de control y auto de Subestación Idema, Caños Negros	2026
2024033	Instalación del sistema de control y auto de Subestación Acacias, Cumaral, San Martín	2027
2024034	Instalación del sistema de control y auto de Subestación Barzal	2028
2024035	Instalación del sistema de control y auto de Subestación Granada, Puerto López, Suria	2029

3.3.6 Programa Instalación Otros activos de subestación

3.3.6.1 2024036 y 2024037: Instalación de nuevos equipos N2 y N3 - 2024

El proyecto consiste en la instalación, durante el 2024, de reconectores en las barras 34,5 kV y 13,8 kV de las subestaciones que se presentan a continuación.

Tabla 3.7 Proyecto de instalación de nuevos equipos (reconectores) de N2 y N3 - 2024

Instalación reconectores subestaciones (Etapa 1: 2024)		
Código Proyecto	2024036	2024037
Subestación	Barra 34,5 kV	Barra 13,8 kV
Cubarral	1	1
Puerto Rico	1	1
Vistahermosa	1	1
Planas	1	1
Porvenir		1
Puente Arimena		1
Puerto Triunfo		1
El Rubí	1	1
Tillava	1	1
TOTAL	6	9

3.3.6.2 2024038 y 2024039: Instalación de nuevos equipos N2 y N3 -2025

El proyecto consiste en la instalación, durante el 2025, de reconectores en las barras 34,5 kV y 13,8 kV de las subestaciones que se presentan a continuación, así como en las cabeceras de circuito 13,8 kV.

Tabla 3.8 Proyecto de instalación de nuevos equipos (reconectores) de N2 y N3 - 2025

Instalación reconectores subestaciones (Etapa 2: 2025)			
Código Proyecto	2024038	2024039	
Subestación	Barra 34,5 kV	Barra 13,8 kV	Cabecera circuitos 13,8 kV
Castilla la nueva		1	
Cubarral			1
Muriba	1	1	
Puerto Rico			2
San Juan de arama			2

Instalación reconectores subestaciones (Etapa 2: 2025)			
Código Proyecto	2024038		2024039
Subestación	Barra 34,5 kV	Barra 13,8 kV	Cabecera circuitos 13,8 kV
Vistahermosa			2
Cabuyaro		1	1
Casetabla			2
Puerto triunfo			1
El Rubi	2		2
TOTAL	3	3	13

3.3.6.3 2024040: Acople de barras en subestación Barzal y Ocoa 34,5 kV

El proyecto consiste en acoplar las barras a nivel de 34,5 kV de los transformadores Ocoa 1 y Ocoa 2, y las barras de 34,5 kV de Barzal 1, Barzal 2 y Barzal 3. Este proyecto hace parte de la normalización de las subestaciones Ocoa y Barzal que permitirán el anillamiento de las subestaciones en 34,5 kV Esmeralda – Barzal - Caños Negros – Catama – Apiay – Centauros – Sikuaní – Ocoa. De igual forma se viabiliza el anillamiento, en 34,5 kV, de las subestaciones Ocoa – Acacías – Guamal – Violetas – Castilla - San Carlos – Surimena – Suria.

Esta expansión ayuda en gran medida a solucionar las problemáticas que presentan en la red de EMSA, especialmente en el área de Villavicencio y los sectores aledaños. Su viabilidad técnica se verificó dentro de los diferentes análisis efectuados en el Plan de Expansión EMSA 2022-2031.

Se tiene prevista la entrada en operación en el año 2027.

3.3.7 Programa Remodelación líneas N2

El programa consiste en la remodelación de algunos tramos de redes de nivel de tensión 2, con el objetivo de mejorar la calidad de la prestación del servicio, con una tasa de remodelación promedio de 50 km al año en conductor semiaislado 4/0 AWG, atendiendo los circuitos críticos identificados por el área de mantenimiento de líneas y redes de EMSA y priorizados por ranking para mejorar indicadores de Calidad del Servicio. De esta manera se proponen los proyectos:

Tabla 3.9 Programa remodelación circuitos N2

Código Proyecto	Año de puesta en operación	Remodelación (km)
2024066	2024	26
2024067	2025	89
2024068	2026	35
2024069	2027	50

Código Proyecto	Año de puesta en operación	Remodelación (km)
2024070	2028	50
2024071	2029	50

3.3.8 Programa Normalización usuarios N1

El programa consiste en la construcción de redes de N1 para la normalización del servicio de energía eléctrica; es resultado de la proyección del área de control de energía EMSA para el periodo 2024-2028 teniendo en cuenta información de ejecución real 2023 y listado de sectores ilegales pendientes por normalizar.

La remodelación de finales de circuito busca mejorar el servicio y ampliación del sistema. El proyecto se plantea en etapas anuales:

Tabla 3.10 Proyectos programa normalización

Código Proyecto	2024078	2024079	2024080	2024081	2024082
Año Ejecución Proyecto	2024	2025	2026	2027	2028
Cantidad Usuarios Beneficiados	444	846	1.612	1.235	308
Cantidad de red (m)	3196	6088	11597	8882	2213
Transformadores (cant.)	5	10	20	15	4
Estructuras (cant.)	169	322	613	470	117

Capítulo 4 Sistema de gestión de activos

EMSA presenta en el actual Plan de Inversión 2024-2029 el reconocimiento de la siguiente unidad constructiva especial correspondiente a la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001.

Tabla 4.1 Solicitud UC Especiales SGA

Unidad Constructiva	descripción UC	Valor Instalado (\$ dic2017)	categoria
SGC_2025	Activos de SGC EMSA	\$ 3.687.130.090	10

Inversiones que corresponderían a la solución del software para la gestión de activos, el diseño y desarrollo de integraciones con los procesos de la empresa, así como la configuración, pruebas y puesta en marcha, para lo cual se presentan cotizaciones de tres proveedores:

Tabla 4.2 Cotizaciones para el suministro de la solución de software para la Gestión de Activos

# Cotización	Software	Inversión (\$dic2022)	Inversión (\$dic2017)
Cotización 1	IBM MÁXIMO	4.674.029.653	3.014.396.946
Cotización 2	FRACTTAL - Software Gestión Mantenimiento	2.002.766.000	1.291.633.165
Cotización 3	SPARD GA*	1.725.600.000	1.112.881.979

EMSA ha considerado en su análisis técnico-económico, que la opción que se ajusta a sus necesidades y completitud de los servicios ofrecidos por el proveedor corresponde a la Cotización 1 relacionada con el software IBM Máximo, permitiendo:

- Disponer de información actualizada y confiable que permita tomar decisiones basadas en la confiabilidad y prioridad de los activos.
- Alinearse fácilmente a las regulaciones y estándares del negocio como lo son la ISO 55000 y la CREG.
- Obtener la información suficiente para elegir si cambiar, reparar o mantener un activo.
- Asegurar su usabilidad por parte de todos los usuarios.
- Integrar con soluciones existentes y trabajar desde una plataforma la gestión y el mantenimiento de los activos

Así mismo, la EMSA formuló la Solicitud Pública de Ofertas No. 073-2022 cuyo objeto fue *“Implementación del Sistema de Gestión de Activos según la norma ISO5001:2014 Etapa II para la Electrificadora el Meta S.A. E.S.P.”*, a la cual se presentaron las siguientes firmas: CONFIPETROL SAS, JMD CONSULTING SAS y CONSORCIO GESTION ACTIVOS META (INGSA INGENIERIA 90% - SANDRA LILIANA RAMOS 10%). Una vez evaluada y calificadas las propuestas técnica y económicamente se

contrata a la firma CONFIPETROL SAS. Este contrato se ejecutó por un monto total de \$ 673 millones de pesos (\$ dic.2017), como se muestra a continuación:

Tabla 4.3 Implementación del Sistema de Gestión de Activos

Contrato	Inversión (\$dic2022)	Inversión (\$dic2017)
Contrato No. 4500009028	798.346.146	514.873.110
Otrosí No. 1 Contrato No. 4500009028	244.772.832	157.860.033

Capítulo 5 **Unidades constructivas especiales**

Pendiente información por parte de EMSA

Capítulo 6 Resumen de los resultados

En este último capítulo se presentan un resumen de las inversiones propuestas en el Plan 2024-2029.

6.1 Metas establecidas

6.1.1 Expansión del sistema

La meta de expansión del sistema de EMSA, establecido como el total de inversión Tipo I y Tipo II para el horizonte 2024-2029, es de \$ 298.604 millones de pesos (\$ dic- 2017), el cual representa el 72% del total del Plan de Inversión.

Figura 6.1 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por año (Millones de pesos dic 2017)

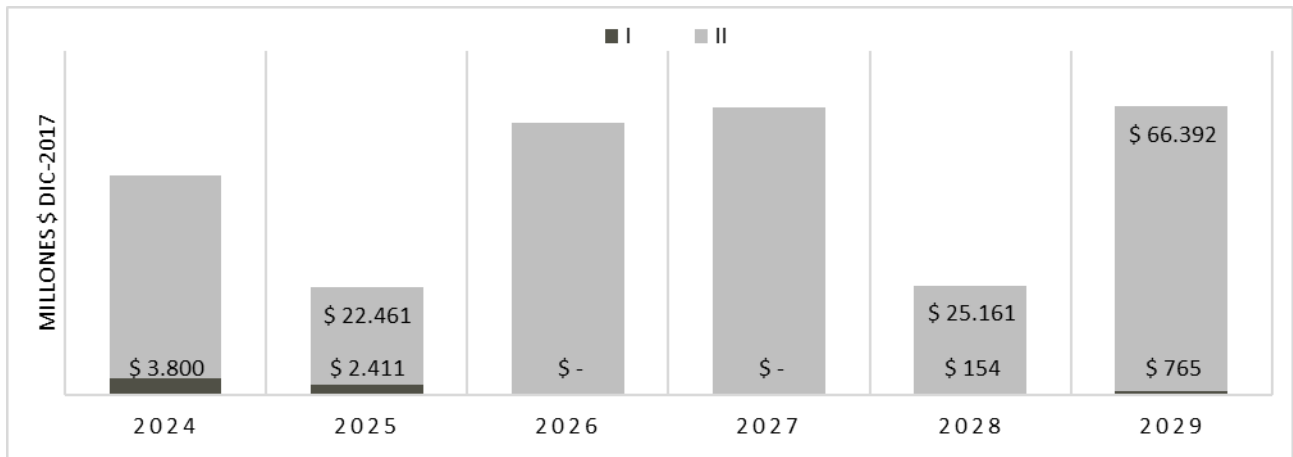
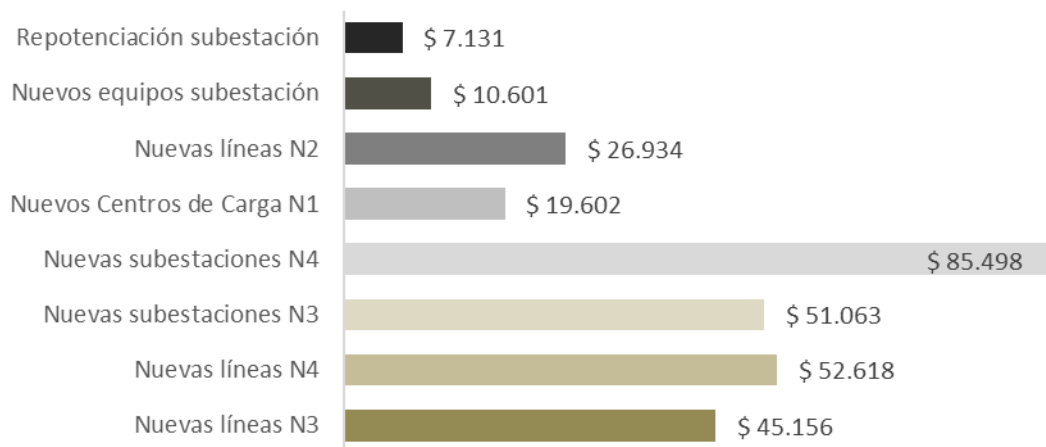
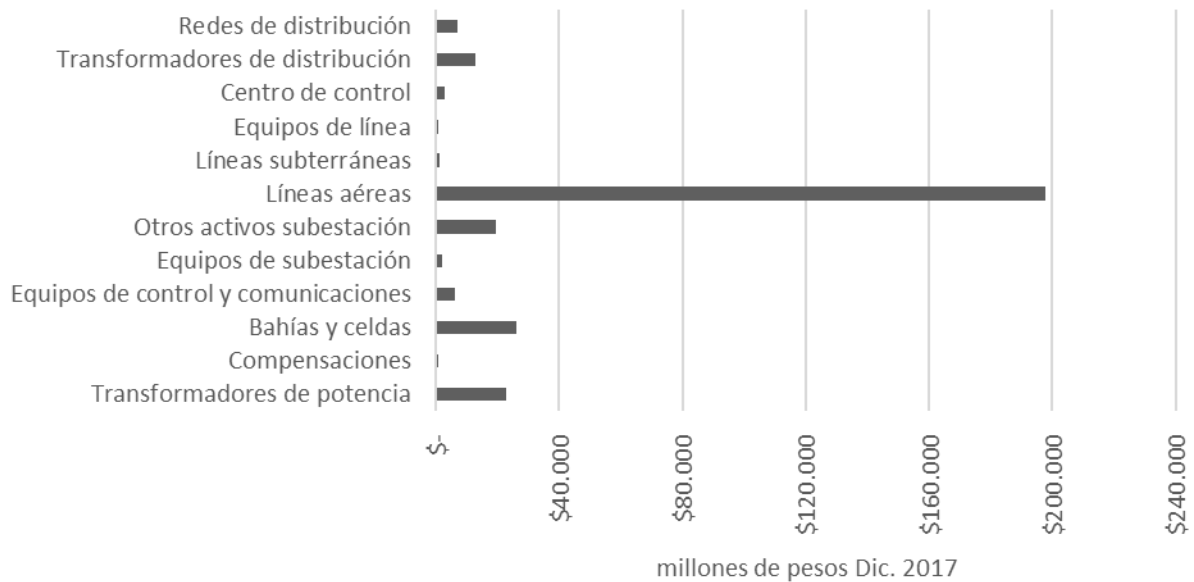


Figura 6.2 Metas de inversión en expansión del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo I y II, por proyecto (Millones de pesos dic 2017)



millones de pesos Dic. 2017

Figura 6.3 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)



6.1.1 Reposición de activos

La meta de reposición de activos del sistema de EMSA, establecido como el total de inversión Tipo III para el horizonte 2024-2029, es de \$ 19.820 millones de pesos (\$ dic-2017), el cual representa el 5% del total del Plan de Inversión.

Figura 6.4 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por año (Millones de pesos dic 2017)

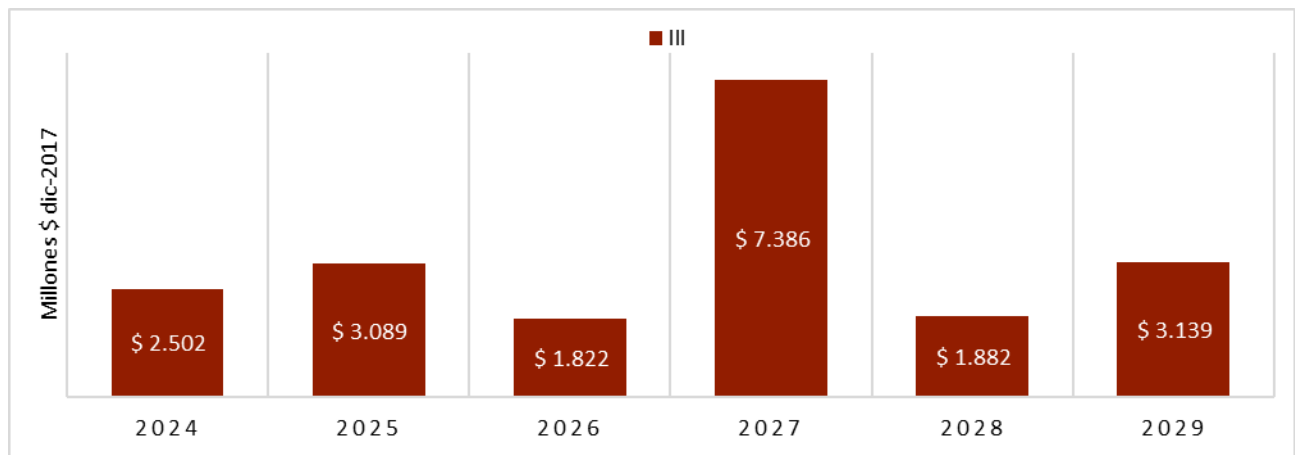


Figura 6.5 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por proyecto, (Millones de pesos dic 2017)

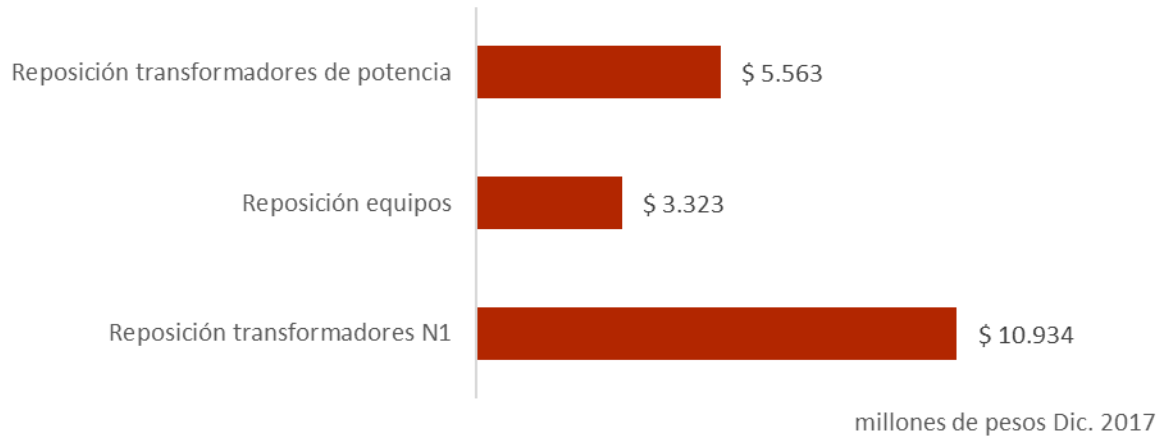
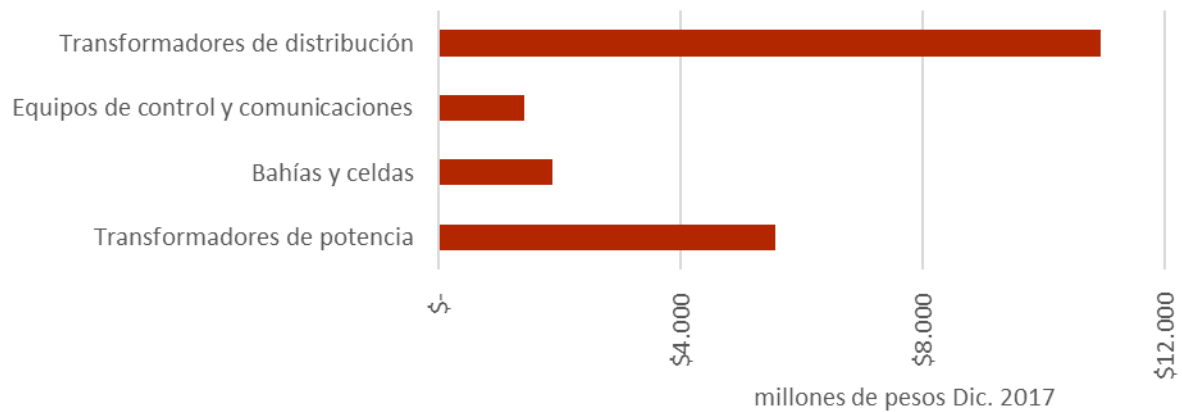


Figura 6.6 Metas de inversión en reposición de activos del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo III, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017)



6.1.1 Calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica

La meta de calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema de EMSA, establecido como el total de inversión tipo IV para el horizonte 2024-2029, es de \$ 98.399 millones de pesos (\$ dic- 2017), el cual representa el 24% del total del Plan de Inversión.

Figura 6.7 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)

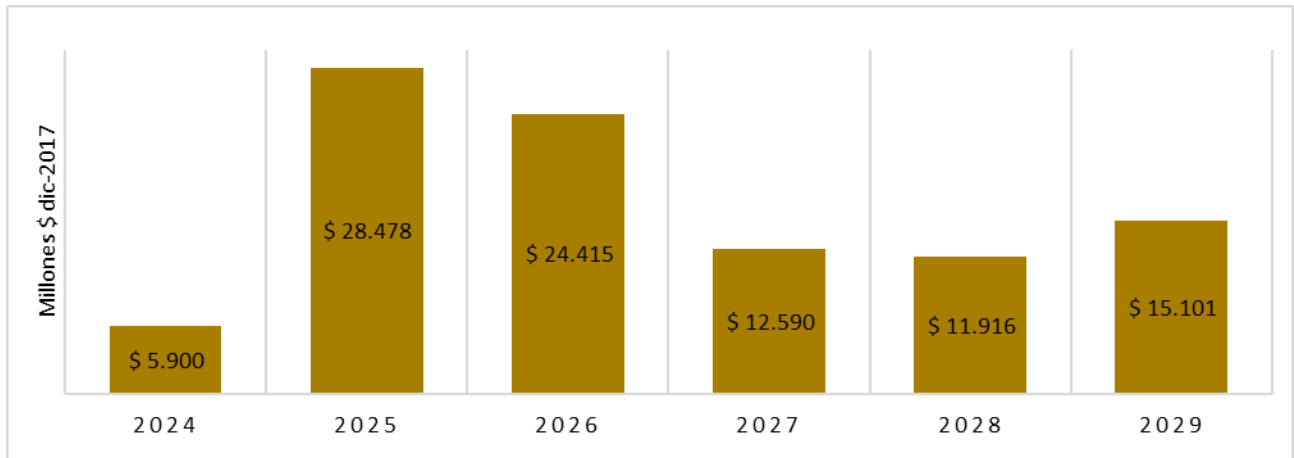


Figura 6.8 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acorde con los proyectos de inversión Tipo IV, por proyecto (Millones de pesos dic 2017)

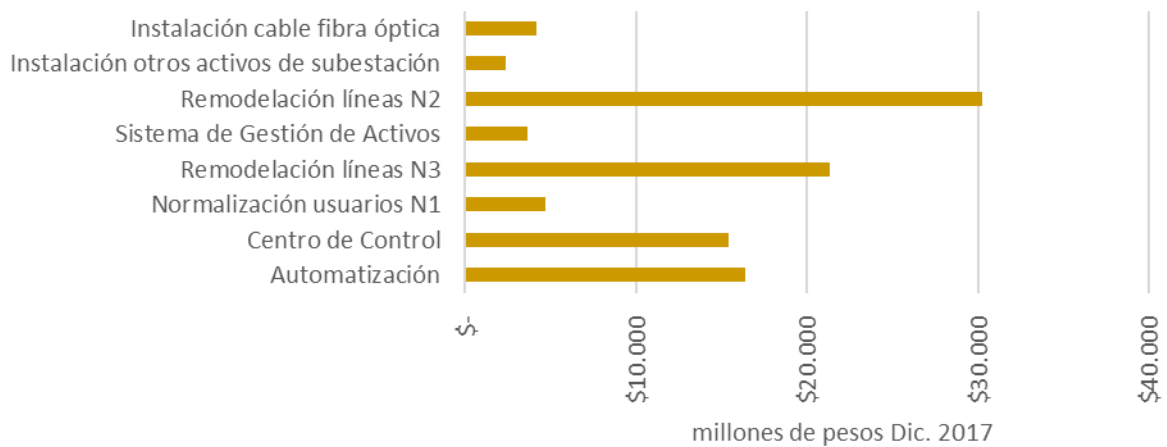
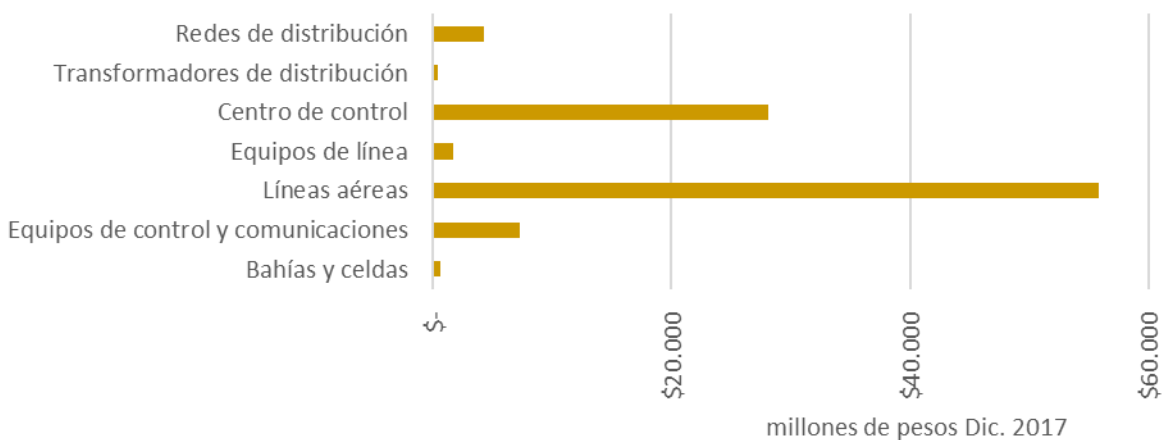


Figura 6.9 Metas de inversión en calidad del servicio, pérdidas y renovación tecnológica del sistema acordes con los proyectos de inversión Tipo IV, por categoría de activos (Millones de pesos dic 2017)



6.1.1 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 6.1 Metas anuales de calidad media para indicador de duración, horas

Año	SAIDI_M	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
t= 6 (2024)	16,879	16,795	16,964
t= 7 (2025)	15,529	15,451	15,607
t= 8 (2026)	14,287	14,215	14,358
t= 8 (2027)	13,144	13,078	13,209
t= 10 (2028)	12,092	12,032	12,153
t = 11 (2029)	11,125	11,069	11,180

Tabla 6.2 Metas anuales de calidad media para indicador de frecuencia, veces

Año	SAIFI_M	Banda de indiferencia	
		Límite inferior	Límite superior
t= 6 (2024)	23,397	23,280	23,514
t= 7 (2025)	21,526	21,418	21,633
t= 8 (2026)	19,804	19,705	19,903
t= 8 (2027)	18,219	18,128	18,310
t= 10 (2028)	16,762	16,678	16,846
t = 11 (2029)	15,421	15,344	15,498

6.1.2 Reducción y mantenimiento de pérdidas

En la Resolución CREG 015 de 2018 se define la metodología para establecer los índices de pérdidas reconocidos, es decir el porcentaje de pérdidas que pueden trasladarse a la tarifa en el costo de prestación del servicio.

Estos índices se utilizan para calcular los cargos de distribución de la empresa (negocio de distribución) y también para determinar otros componentes del costo unitario de prestación del servicio como son las pérdidas reconocidas asociadas a la generación y transmisión (que afectan el negocio de comercialización).

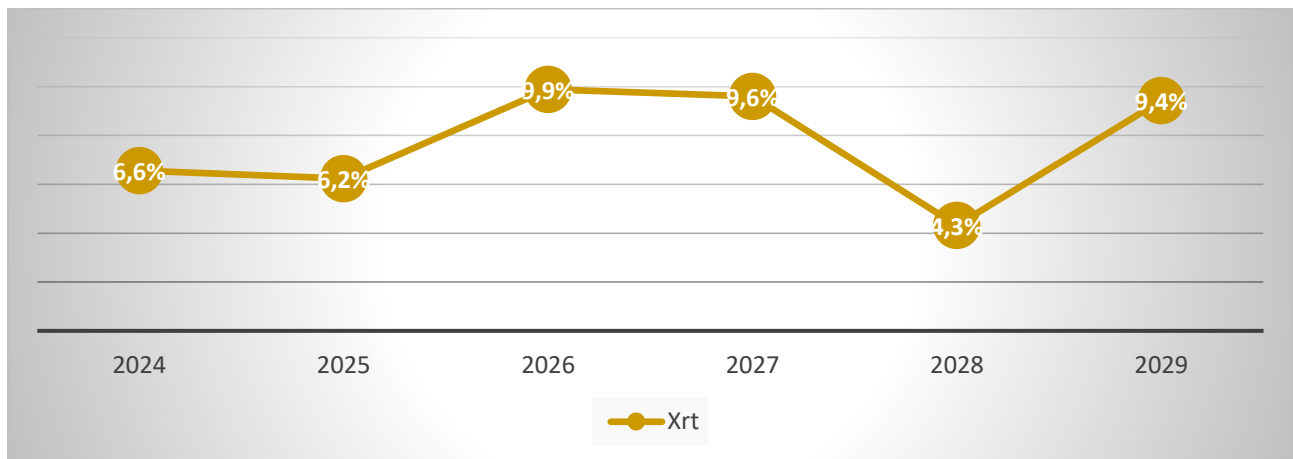
El índice de pérdidas reconocido está ligado al nivel de inversiones del OR, de tal forma que un nivel bajo de inversiones implica bajos índices de pérdidas reconocidas (hasta índice de pérdidas eficientes), mientras que niveles altos de inversión permiten a la empresa recuperar hasta la totalidad de las pérdidas de su sistema.

De acuerdo con el nivel de pérdidas inicial de EMSA, en aplicación de la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018, el índice de pérdidas de transición es de 16,97% para inversiones superiores al 5%, de 11,3% para inversiones entre el 4% y el 5% y 7,47% para inversiones inferiores al 4%. El índice de pérdidas de transición disminuye anualmente hasta llegar al nivel eficiente en 10 años.

Actualmente se tiene un nivel de pérdidas del 15,6% y un reconocimiento del 7,5%, con base en lo señalado anteriormente, los esfuerzos de la empresa están orientados a disminuir el nivel de pérdidas por un lado y a realizar inversiones superiores al 5% para obtener un reconocimiento mayor y así cerrar la brecha actual del 8% entre las pérdidas reales y las reconocidas.

En la siguiente gráfica se presenta el valor anual que se obtendría si se ejecuta el plan de inversiones propuesto.

Figura 6.10 Porcentaje de inversión proyectada – Xrt (*)



(*) Para determinar el valor de las pérdidas de energía de transición, que es el valor reconocido por encima de las pérdidas eficientes del sistema, se calcula la variable Xrt. Esta se calcula como la relación entre el valor de las inversiones en todas las categorías de activos y todos los niveles de tensión y el Costo de reposición de referencia del OR.

En todos los años del plan de inversiones se obtiene un valor mayor que 6%, por lo cual, si la empresa ejecuta estas inversiones puede tener un índice de pérdidas reconocido superior al índice de pérdidas eficientes reconocido actualmente.

6.1.3 Ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC

En la presente versión del Plan de Inversión 2024-2029 no se están considerando inversiones para la ampliación de cobertura de acuerdo con el PIEC.

6.2 Valoraciones de las inversiones planeadas para cada año

La inversión total del Plan de Inversión de EMSA para el horizonte 2024-2029 es de aproximadamente \$ 416.823 millones de pesos (\$ dic- 2017). A continuación, se presenta la valoración de estas inversiones clasificadas por nivel de tensión y para cada año.

Figura 6.11 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos \$ dic 2017)

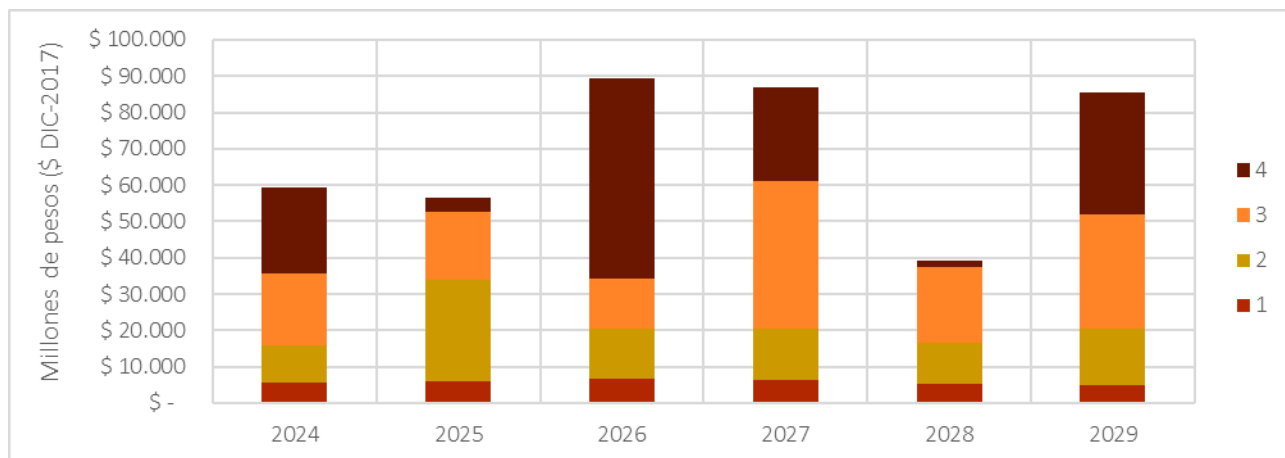


Figura 6.12 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (% de participación)

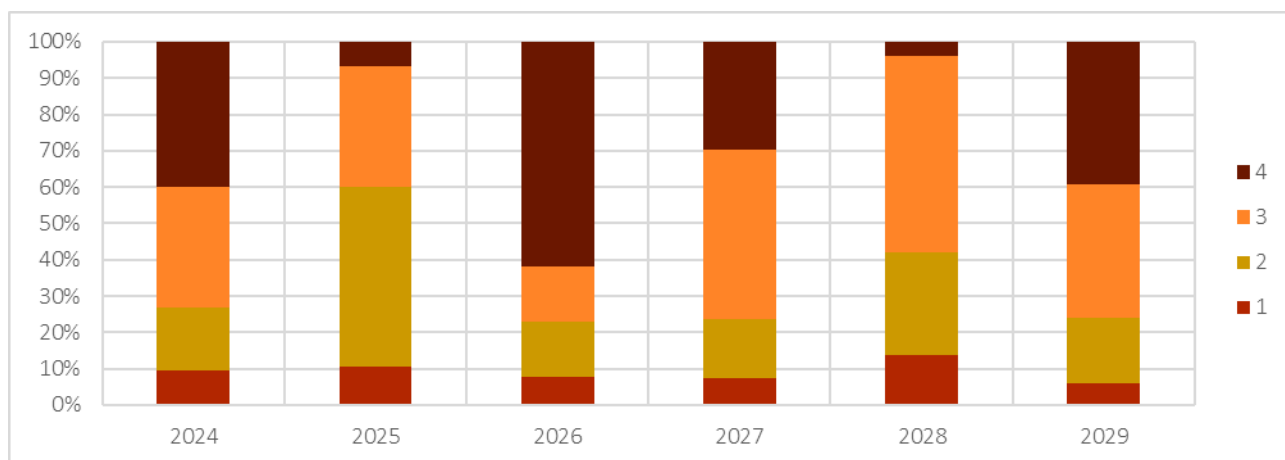
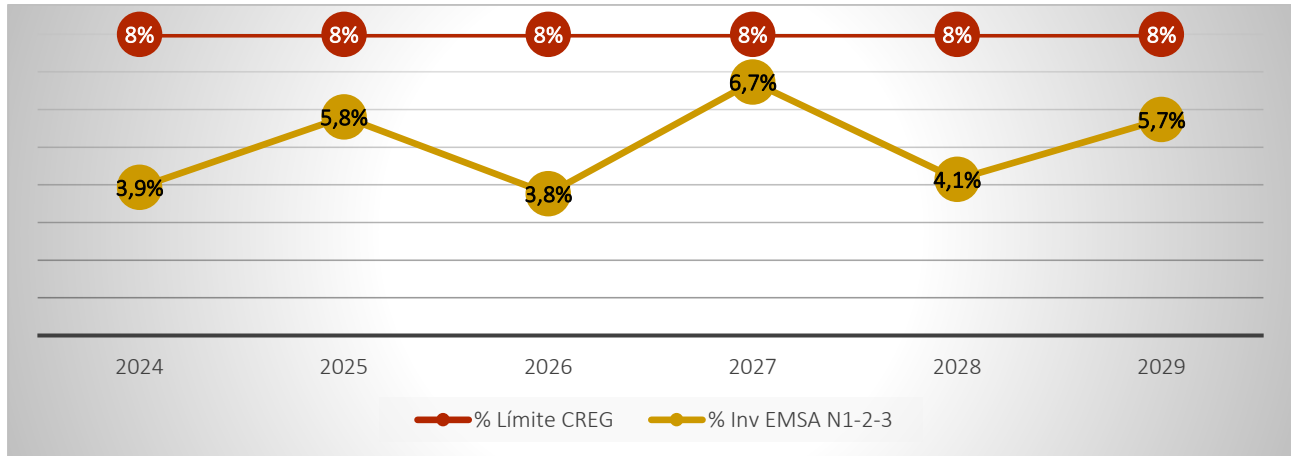


Tabla 6.3 Valoración de las inversiones 2024-2029, por nivel de tensión (Millones de pesos \$ dic 2017)

	Millones de pesos (\$ dic 2017)						Total
	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
Nivel de Tensión 1	5.595	5.980	6.795	6.394	5.420	5.089	35.273
Nivel de Tensión 2	10.266	28.008	13.668	14.181	11.013	15.501	92.637
Nivel de Tensión 3	19.745	18.584	13.619	40.399	21.131	31.326	144.802
Nivel de Tensión 4	23.824	3.901	55.446	25.944	1.550	33.481	144.145
Total	59.429	56.473	89.527	86.918	39.113	85.397	416.857

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, de \$ 905.553 millones de pesos (\$ dic 2017) definido en la Resolución CREG 119 de 2020, se tienen los siguientes porcentajes por año:

Figura 6.13 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 2024-2029, para cada nivel de tensión, año y categoría de activos:

Tabla 6.4 Plan de inversiones, todos los niveles de tensión, (Millones de pesos \$ dic 2017)

Categoría de activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1 Transformador de potencia	6.464	3.942	3.063	6.006	261	8.508	28.244
2 Compensaciones	-	-	86	290	154	-	529
3 Bahías y celdas	6.198	3.847	7.573	3.192	1.898	6.043	28.752
4 Equipos de control y comunicación	633	2.509	1.897	1.352	2.073	6.344	14.807
5 Equipos de subestación	53	142	292	453	219	889	2.048
6 Otros activos subestación	3.251	1.881	8.466	1.364	637	3.878	19.478
7 Líneas aéreas	36.273	30.318	44.437	65.874	26.299	50.331	253.532
8 Líneas Subterráneas	-	567	-	381	-	-	948
9 Equipos de línea	793	1.160	-	339	142	64	2.498
10 Centro de control	170	6.127	16.919	1.272	2.011	4.251	30.749
11 Transfor de distribución	3.972	4.011	4.091	4.051	3.966	3.932	24.023
12 Redes de distribución	1.623	1.969	2.704	2.343	1.453	1.158	11.250
TOTAL	59.429	56.473	89.527	86.918	39.113	85.397	416.857

Tabla 6.5 Plan de inversiones del nivel de tensión 4, (Millones de pesos \$ dic 2017)

Categoría de activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1 Transfor de potencia	0	0	0	0	0	0	0
2 Compensaciones	0	0	0	290	0	0	290
3 Bahías y celdas	4.388	407	5.167	1.675	0	2.827	14.464
4 Equipos de ctrl - com	367	1.224	579	448	819	3.124	6.561
5 Equipos de SE	20	227	223	335	30	909	1.745
6 Otros activos SE	2.741	0	7.776	1.102	0	2.480	14.099
7 Líneas aéreas	16.251	0	36.062	21.671	30	22.724	96.737
8 Líneas Subterráneas	0	0	0	0	0	0	0
9 Equipos de línea	57	2.042	5.640	424	670	1.417	10.250
10 Centro de control	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL	23.824	3.901	55.446	25.944	1.550	33.481	144.145

Tabla 6.6 Plan de inversiones del nivel de tensión 3, (Millones de pesos \$ dic 2017)

Categoría de activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1 Transfor de potencia	2.664	0	2.298	2.811	0	4.990	12.762
2 Compensaciones	0	0	86	0	154	0	240
3 Bahías y celdas	1.810	1.851	2.064	1.051	1.562	2.974	11.312
4 Equipos de ctrl - com	267	600	1.229	876	1.192	2.604	6.767
5 Equipos de SE	53	142	89	89	160	177	709
6 Otros activos SE	470	1.021	565	131	506	1.004	3.696
7 Líneas aéreas	14.051	12.549	1.649	34.314	16.757	18.096	97.417
8 Líneas Subterráneas	0	0	0	381	0	0	381
9 Equipos de línea	374	379	0	321	130	64	1.269
10 Centro de control	57	2.042	5.640	424	670	1.417	10.250
TOTAL	19.745	18.584	13.619	40.399	21.131	31.326	144.802

Tabla 6.7 Plan de inversiones del nivel de tensión 2, (Millones de pesos \$ dic 2017)

Categoría de activos	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
1 Transformador de potencia	3.800	3.942	765	3.195	261	3.518	15.481
2 Compensaciones	0	0	0	0	0	0	0
3 Bahías y celdas	0	1.589	342	466	336	242	2.976
4 Equipos de ctrl - com	0	685	89	28	62	616	1.479
5 Equipos de SE	0	0	0	60	60	0	119
6 Otros activos SE	20	633	106	101	101	197	1.158
7 Líneas aéreas	5.971	17.769	6.726	9.890	9.511	9.511	59.378
8 Líneas Subterráneas	0	567	0	0	0	0	567
9 Equipos de línea	419	781	0	18	12	0	1.229
10 Centro de control	57	2.042	5.640	424	670	1.417	10.250
TOTAL	10.266	28.008	13.668	14.181	11.013	15.501	92.637

Tabla 6.8 Plan de inversiones del nivel de tensión 1, (Millones de pesos \$ dic 2017)

Categoría de activos	2023	2024	2025	2026	2027	2029	TOTAL
11 Transformador de distribución	3.972	4.011	4.091	4.051	3.966	3.932	24.023
12 Redes de distribución	1.623	1.969	2.704	2.343	1.453	1.158	11.250
TOTAL	5.595	5.980	6.795	6.394	5.420	5.089	35.273

6.3 Costo Total por tipo de inversión

La inversión total del Plan de Inversión de EMSA para el horizonte 2024-2029 es de aproximadamente \$416.823 millones de pesos (\$ dic- 2017). A continuación, se presenta la valoración de estas inversiones clasificadas por tipo de inversión y para cada año.

Figura 6.14 Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)

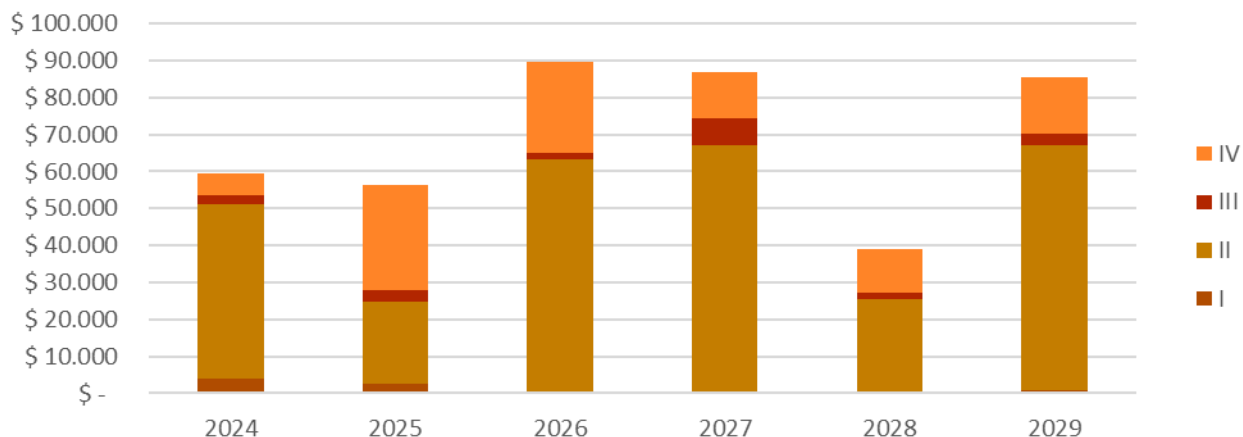


Figura 6.15 Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (% de participación)

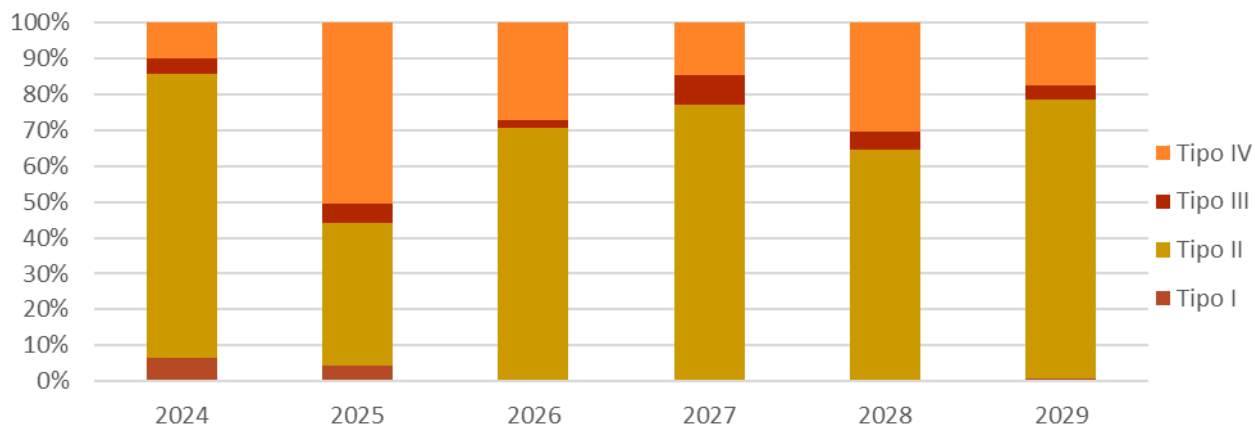


Tabla 6.g Valoración de las inversiones 2024-2029, por tipo de inversión (Millones de pesos dic 2017)

Tipo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	TOTAL
I	3.800	2.411	0	0	154	765	7.131
II	47.227	22.461	63.290	66.942	25.161	66.392	291.473
III	2.502	3.089	1.822	7.386	1.882	3.139	19.820
IV	5.900	28.512	24.415	12.590	11.916	15.101	98.433
TOTAL	59.429	56.473	89.527	86.918	39.113	85.397	416.857

6.1 Cronograma de inversiones y ubicación

Por último, en la siguiente tabla presenta un resumen de los proyectos planteados para los años 2024 a 2029, especificando el año proyectado de entrada en operación del proyecto y su ubicación, la inversión valorada con unidades constructivas de la CREG.

Tabla 6.10 Cronograma de inversiones y ubicación

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2019001	II	2024	Villavicencio	Nueva Subestación Catama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa –Catama 115 kV; Catama – Santa Helena 115 kV)	26.861
2019002	II	2026	Guamal	Nueva Subestación Violetas 115/34,5 kV y líneas asociadas (Ocoa – Violetas 115 kV; Violetas – Granada 115 kV)	38.638
2024003	II	2029	San Juan de Arama	Nueva Subestación San Juan de Arama 115/34,5 kV y líneas asociadas (Granada - San Juan de Arama 115 kV)	19.999
2024004	II	2024	Villavicencio, Puerto López	Reconfiguración líneas 115 kV a Santa Helena	458
2024005	II	2026	Villavicencio, Puerto López	Línea 115 kV Santa Helena – Puerto López 2, aprox. 60 km	16.329
2024006	II	2027	Puerto López	Línea 115 kV Puerto López – Campo Bonito 2, aprox. 50 km	20.998
2024007	II	2029	Villavicencio	Línea 115 kV Ocoa – Santa Helena 2; aprox. 31 km	14.833
2019008	II	2025	Villavicencio	Nueva subestación Sikvani 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	6.707
2024009	II	2025	Villavicencio	Nueva subestación Esmeralda 34,5 kV	5.433
2019010	II	2027	San Carlos Garagoa	Nueva subestación San Carlos 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	36.708

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024011	II	2028	Puerto López	Nueva subestación Pachaquiario 34,5/13,8 kV y líneas asociadas	2.216
2019012	II	2024	Villavicencio, Cumaral	Línea 34,5 kV Catama-Cumaral, aprox. 35 km	13.435
2024013	II	2028	Guamal	Línea 34,5 kV Violetas-Guamal, aprox. 10 km	3.143
2024014	II	2028	Villavicencio, Acacías	Línea 34,5 kV Ocoa-Acacias, aprox. 21 km	7.181
2024015	II	2028	Acacías, Guamal	Línea 34,5 kV Acacias-Guamal, aprox. 14 km	4.866
2024016	II	2029	Villavicencio	Línea 34,5 kV Suria-Pachaquiario, aprox. 40 km	12.720
2024017	II	2029	Villavicencio	Línea 34,5 kV Reforma-Esmeralda 2, aprox. 9 km	3.812
2024018	IV	2025	Varios	Conexión comunicaciones fibra Óptica	4.156
2024019	IV	2024	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2024	1.837
2024020	IV	2025	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2025	7.283
2024021	IV	2026	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2026	1.649
2024022	IV	2027	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2027	3.527
2024023	IV	2028	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2028	3.527

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024024	IV	2029	Varios	Remodelación Redes N3 Año 2029	3.527
2024025	IV	2026	Varios	Reposición del centro de control	15.411
2024026	IV	2025	Varios	Implementación del Sistema de Gestión de Activos	3.687
2024027	II	2026	Fuente de Oro	Compensación SE Puerto Limón 34,5 kV – 2 MVAR	436
2024028	II	2026	Villavicencio	2do Transformador Catama 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	1.414
2024029	II	2027	Puerto López	Compensación SE Campo Bonito 115 kV – 12,5 MVAR	1.480
2024030	II	2029	Villavicencio	2do Transformador Catama 115/34,5/13,8 kV – 40 MVA	7.272
2024031	IV	2025	Varios	Instalación del sistema de control y auto de SE	2.573
2024032	IV	2026	Varios	Instalación del sistema de control y auto de SE	2.130
2024033	IV	2027	Varios	Instalación del sistema de control y auto de SE	2.072
2024034	IV	2028	Varios	Instalación del sistema de control y auto de SE	3.036
2024035	IV	2029	Varios	Instalación del sistema de control y auto de SE	6.551
2024036	IV	2024	Varios	Instalación de nuevos equipos	374

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024037	IV	2024	Varios	Instalación de nuevos equipos	419
2024038	IV	2025	Varios	Instalación de nuevos equipos	187
2024039	IV	2025	Varios	Instalación de nuevos equipos	758
2024040	IV	2027	Villavicencio	Acople de barras en subestación Barzal y Ocoa 34,5 kV	663
2024041	I	2025	Villavicencio	Repotenciación Transformador Caños Negros 2 34,5/13,8 kV –20 MVA	1.125
2024042	III	2027	Villavicencio	Reposición del transformador No. 1 en Subestación Ocoa 115/34,5/13.2 kV – 40 MVA	5.563
2024043	I	2024	Puerto Gaitán	Repotenciación Transformador Porvenir 34,5/13,8 kV – 0,75 MVA	137
2024044	I	2024	Granada	Repotenciación Transformador Granada 115/13,8 kV – 30 MVA, grupo de conexión Dyn5.	2.179
2024045	I	2024	San Martin	Repotenciación Transformador San Martin 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	765
2024046	I	2024	San Juan de Arama	Repotenciación Transformador San Juan de Arama 34,5/13,8 kV – 6,25 MVA	459
2024047	I	2024	El Castillo	Repotenciación Transformador Medellín de Ariari 34,5/13,8 kV – 3 MVA	260
2024048	I	2025	Fuente de Oro	Repotenciación Transformador Fuente de Oro 34,5/13,8 kV – 3 MVA	261
2024049	I	2029	Surimena	Repotenciación Transformador Surimena de 34,5/13,8 kV - 12,5 MVA	765

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024050	I	2025	Puerto Lleras	Repotenciación Transformador Puerto Lleras 34,5/13,8 kV – 3 MVA	261
2024051	I	2025	Puerto López	Repotenciación Transformador Puerto López 34,5/13,8 kV – 12,5 MVA	765
2024052	I	2028	Cumaral	Repotenciación Banco Compensación SE Cumaral 34,5 kV – 5 MVAR	154
2024053	III	2024	Varios	Reposición de CTs N4	680
2024054	III	2025	Varios	Reposición equipos de medida 2025	41
2024055	III	2025	Varios	Reposición de CTs N4	1.214
2024056	III	2025	Varios	Reposición equipos de medida 2025	12
2024057	III	2028	Varios	Reposición equipos de medida 2028	34
2024058	III	2028	Varios	Reposición equipos de medida 2028	26
2024059	III	2029	Varios	Reposición Unidad de calidad de la potencia	1.317
2024060	II	2024	Varios	Ampliación Redes N2 2024	3.206
2024061	II	2025	Varios	Ampliación Redes N2 2025	7.054
2024062	II	2026	Varios	Ampliación Redes N2 2026	3.206

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024063	II	2027	Varios	Ampliación Redes N2 2027	4.489
2024064	II	2028	Varios	Ampliación Redes N2 2028	4.489
2024065	II	2029	Varios	Ampliación Redes N2 2029	4.489
2024066	IV	2024	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2024	2.764
2024067	IV	2025	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2025	8.943
2024068	IV	2026	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2026	3.519
2024069	IV	2027	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2027	5.022
2024070	IV	2028	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2028	5.022
2024071	IV	2029	Varios	Remodelación Redes N2 Año 2029	5.022
2024072	II	2024	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267
2024073	II	2025	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267
2024074	II	2026	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267
2024075	II	2027	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267

ítem	Tipo Inv.	FPO	Municipio	Nombre Proyecto	Valoración Millones \$ (\$ dic2017)
2024076	II	2028	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267
2024077	II	2029	Varios	Ampliación de redes e instalación transformadores N1	3.267
2024078	IV	2024	Varios	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	505
2024079	IV	2025	Varios	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	891
2024080	IV	2026	Varios	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1.706
2024081	IV	2027	Varios	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	1.305
2024082	IV	2028	Varios	Construcción de redes de N1 (Normalización de usuarios N1)	330
2024083	III	2024	Varios	Reposición de transformadores N1 2024	1.822
2024084	III	2025	Varios	Reposición de transformadores N1 2025	1.822
2024085	III	2026	Varios	Reposición de transformadores N1 2026	1.822
2024086	III	2027	Varios	Reposición de transformadores N1 2027	1.822
2024087	III	2028	Varios	Reposición de transformadores N1 2028	1.822
2024088	III	2029	Varios	Reposición de transformadores N1 2029	1.822

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 EMSA 2024-2029.

ANEXO C: Conceptos de la UPME N4

ANEXO D: Soporte UC Especial del Sistema de Gestión de Activos

ANEXO E: Soporte UC Especiales