

EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN EMPRESA DE ENERGÍA DEL PUTUMAYO

2025

CIRCULAR CREG 024/2020

SUB-GERENCIA TECNICA

31/03/2025

Documento con el informe de ejecución del Plan de Inversión en el séptimo año de acuerdo con los lineamientos establecidos en la Circular CREG 024 DE 2020; para dar cumplimiento con el numeral 6.5 de resolución CREG 015/20



Sede principal Carrera 9 N° 8-10 Barrio el Centro, Mocoa – Putumayo, **Teléfonos:** (098)4201300 – (098)4201301
Correo Electrónico: correspondencia@energiaputumayo.com, **Página Web:** www.energiaputumayo.com

Energía que avanza

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO	2
LISTA DE TABLAS.....	3
LISTA DE FIGURAS	3
1. RESUMEN EJECUTIVO	4
2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS	6
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO	7
3.1. Área de Servicio.....	7
3.2. Activos Operados.....	7
3.3. Cantidad de Usuarios	8
3.4. Demanda de Energía	8
4. PLAN DE INVERSIÓN APROBADO.....	10
4.1. Plan de Inversión por Tipo de Inversión	10
4.2. Plan de Inversión por Categoría de Activos.....	11
5. PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN.....	13
5.1. Inversiones Asociadas a Expansión de la Red	13
5.2. Inversiones Asociadas a Reposición de la Red	13
5.3. Inversiones Asociadas a la Calidad de la Red.....	14
5.4. Proyectos Relevantes	14
6. METAS PROPUESTAS DEL PLAN PARA LA CALIDAD	15
6.1. Indicadores de Referencia de Calidad Media.....	15
6.2. Indicadores de Calidad Individual.....	15
6.3. Avance en el Cumplimiento de Metas	16
7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN	19
8. REFERENCIAS NORMATIVAS	20
9. INFORMACIÓN DE CONTACTO	21



LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Inversión aprobada periodo 2025–2029.....	5
Tabla 2.	Comparativo de valores aprobados y ejecutados (proyectos del plan).....	5
Tabla 3.	Proyectos ejecutados fuera del plan de inversión aprobado.....	5
Tabla 4.	Proyectos ejecutados en el año 2025.....	6
Tabla 5.	Desempeño de indicadores de calidad en 2025.....	6
Tabla 6.	Capacidades de subestaciones 2025.....	8
Tabla 7.	Resumen de líneas de distribución.....	9
Tabla 8.	Resumen de circuitos del SDL.....	9
Tabla 9.	Clasificación de usuarios 2025.....	10
Tabla 10.	Demanda operativa 2024–2025.....	10
Tabla 11.	Inversión aprobada por tipo II, por nivel de tensión.....	11
Tabla 12.	Inversión aprobada por tipo III, por nivel de tensión.....	11
Tabla 13.	Inversión aprobada por tipo IV, por nivel de tensión.....	12
Tabla 14.	Resumen de la inversión aprobada por tipo de inversión.....	12
Tabla 15.	Inversión aprobada nivel de tensión 4 por categoría de activo.....	13
Tabla 16.	Inversión aprobada nivel de tensión 3 por categoría de activo.....	14
Tabla 17.	Inversión aprobada nivel de tensión 2 por categoría de activo.....	14
Tabla 18.	Inversión aprobada nivel de tensión 1 por categoría de activo.....	15
Tabla 19.	Inversiones asociadas a expansión de la red.....	16
Tabla 20.	Inversiones asociadas a reposición de red.....	17
Tabla 21.	Inversiones asociadas a la calidad de la red.....	17
Tabla 22.	Proyectos relevantes asociados a la red.....	17
Tabla 23.	Indicadores de referencia de calidad media (SAIDI y SAIFI).....	18
Tabla 24.	Metas anuales para SAIDI – Resolución CREG 017/2021.....	18
Tabla 25.	Metas anuales para SAIFI – Resolución CREG 017/2021.....	18
Tabla 26.	DIUG niveles de tensión 2 y 3 (horas).....	19
Tabla 27.	DIUG nivel de tensión 1 (horas).....	19
Tabla 28.	FIUG nivel de tensión 2 y 3 (veces).....	19
Tabla 29.	FIUG nivel de tensión 1 (veces).....	20
Tabla 30.	Indicadores de referencia de calidad media 2019–2025.....	21
Tabla 31.	Proyectos ejecutados (desviaciones del plan).....	22
Tabla 32.	Proyectos ejecutados con fondos FAER.....	22

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.	Comportamiento del indicador SAIDI 2019–2025.....	21
Figura 2.	Comportamiento del indicador SAIFI 2019–2025.....	21



1. RESUMEN EJECUTIVO

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P., en concordancia con los lineamientos establecidos en la **Circular CREG 024 de 2020** y dando cumplimiento al numeral 6.5 de la **Resolución CREG 015 de 2018**, publica el presente informe en el que se sustenta la ejecución del Plan de Inversión correspondiente al séptimo año del periodo tarifario vigente (2025). El documento expone los aspectos más relevantes en materia de mejora en la calidad del servicio, ampliación de cobertura y mitigación de riesgos operativos.

En el año 2025 se registró un crecimiento en la base de usuarios del 3,6 % con respecto a 2024, al pasar de 47.655 a 49.391 usuarios facturados. El informe incluye un resumen del sistema en el que se detalla el área geográfica de atención, los activos operados, el número de transformadores de distribución en servicio, la cantidad de usuarios regulados y no regulados, los consumos de demanda y los indicadores de calidad del servicio asociados a las conexiones gestionadas dentro de la infraestructura propia de la empresa.

De conformidad con la Resolución CREG 501 192 de 2026 y con la aprobación de los cargos asociados a la actividad de distribución de energía eléctrica, a continuación se presenta el consolidado de inversiones aprobadas para el periodo 2025–2029:

Tabla 1. Inversión aprobada periodo 2025–2029

2025	2026	2027	2028	2029	Inversión Total Empresa
\$ 2.979.491.700	\$ 58.688.754.236	\$ 11.901.437.460	\$ 28.886.174.951	\$ 4.154.796.200	\$ 106.610.654.547

Tabla 2. Comparativo de valores aprobados y ejecutados – Proyectos del plan

Código Proyecto	Valor Aprobado	Valor Ejecutado	% Cumplimiento
P-05 2025	\$ 2.266.602.700	\$ 486.075.766,24	21 %
P-08 2025	\$ 628.889.000	\$ 119.453.113,38	19 %
P-12 2025	\$ 84.000.000	\$ 40.800.000,00	49 %

Tabla 3. Proyectos ejecutados fuera del plan de inversión aprobado

Código Proyecto	Valor Aprobado	Valor Ejecutado	% Cumplimiento
P-13 2025	\$ 0	\$ 1.173.211.757,71	100 %
P-14 2025	\$ 0	\$ 202.881.000,00	100 %
P-15 2025	\$ 0	\$ 408.406.640,72	100 %
P-16 2025	\$ 0	\$ 6.689.586.682,14	100 %

La información detallada de la Tabla 1 se desagregará en las secciones siguientes por área



geográfica, nivel de tensión, categoría de activos y tipo de inversión. A continuación se presenta el detalle de los proyectos ejecutados en 2025:

Tabla 4. *Proyectos ejecutados en el año 2025*

Código	Nombre del Proyecto	Costo del Proyecto
P-05 2025	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	\$ 2.266.602.700
P-08 2025	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	\$ 628.889.000
P-12 2025	Instalación de sistemas de medida indirecta en circuitos de media tensión	\$ 84.000.000
	TOTAL	\$ 2.979.491.700

En cuanto a los indicadores de calidad del servicio, los resultados de 2025 frente a las metas establecidas en la Resolución CREG 501 154 de 2025 son los siguientes:

Tabla 5. *Desempeño de indicadores de calidad en 2025*

Indicador	Meta 2025	Ejecutado 2025
SAIDI (horas)	18,17	17,40
SAIFI (veces)	25,07	22,13

El indicador SAIFI (frecuencia promedio anual de interrupciones) registró 22,13 veces, por debajo de la meta de 25,07, lo que evidencia una mejora en la continuidad del servicio y la eficacia de los programas de mantenimiento selectivo en redes y equipos. El indicador SAIDI (duración promedio anual de indisponibilidad) se situó en 17,40 horas frente a una meta de 18,17 horas, resultado favorable atribuible a las inversiones en infraestructura que han permitido reducir los tiempos de reposición de activos.



2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

De acuerdo con el numeral 6.1, criterios generales, ítem h, de la **Resolución CREG 015 de 2018**, los proyectos de inversión contemplados en el plan deben contar con una relación beneficio–costo superior a uno (1), con base en los criterios y metodologías definidos por el Operador de Red (OR) para la evaluación de sus proyectos.

Las inversiones ejecutadas durante 2025 se orientaron a estabilizar la atención de la demanda, mejorar la calidad del servicio y reducir los riesgos operativos. Las intervenciones se priorizaron en la reposición de redes en mal estado, la renovación de equipos obsoletos en subestaciones, la instalación de nuevos activos y la ampliación de capacidad; todo ello con el propósito de que los usuarios dentro del área de influencia perciban una mejora sostenida en la continuidad del servicio, atendiendo solicitudes de conexión pendientes y respondiendo a las expectativas de crecimiento señaladas en los planes de ordenamiento municipal.

Las intervenciones benefician a usuarios residenciales, oficiales, comerciales e industriales, cubriendo los requisitos de calidad necesarios para el desarrollo de las actividades propias de cada sector. Los principales ítems de validación de calidad considerados fueron:

- Energía no suministrada y demanda no atendida.
- Pérdidas técnicas y no técnicas del sistema.
- Flexibilidad y confiabilidad de la red.
- Optimización de activos existentes.
- Actualización de cargas y capacidades instaladas.



3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

3.1. Área de Servicio

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. es una empresa de servicios públicos que concentra su actividad en la prestación del servicio de energía eléctrica mediante los componentes de distribución y comercialización. Su sede principal se encuentra en el municipio de **Mocoa**, y presta servicio también en los municipios de Orito, Piamonte, Puerto Guzmán, Santa Rosa y Villagarzón, todos pertenecientes al departamento del Putumayo.

3.2. Activos Operados

La EEP S.A. E.S.P. cuenta con un sistema de distribución local (SDL) compuesto por tres (3) subestaciones con una capacidad total de transformación de **50 MVA a 230 kV, 24 MVA a 115 kV y 12 MVA a 34,5 kV**. Este esquema permite suministrar el servicio a la totalidad del municipio de Mocoa y Villagarzón, así como a sectores de los municipios de Orito, Piamonte, Puerto Guzmán y Santa Rosa.

Tabla 6. Capacidades nominales de subestaciones – Corte diciembre 2025

Subestación	Capacidad 230 kV (MVA)	Capacidad 115 kV (MVA)	Capacidad 34,5 kV (MVA)
Junín	50	24	10
Villagarzón	—	—	4
Puerto Guzmán	—	—	2

A corte de diciembre de 2025, el SDL cuenta con **1.600 transformadores de distribución** conectados a las redes, de los cuales el 28,2 % se ubican en zonas urbanas y el 71,8 % en zonas rurales. Se han destinado recursos para reponer partes de estos activos, con el objetivo de optimizar la concentración de carga y mejorar la eficiencia del sistema.

Las redes de distribución se clasifican por nivel de tensión con las siguientes longitudes:

Tabla 7. Resumen de líneas de distribución

Tipo de Línea	Longitud (km)
Líneas 34,5 kV	49,6
Líneas 13,2 kV	934,8



Tabla 8. Resumen de circuitos del sistema de distribución local

Circuito	Tensión Nominal (kV)	Longitud (km)	Tipo de Cobertura
CP12	13,2	40,87	Urbano
CP13	13,2	14,47	Urbano
CP14	13,2	74,42	Rural
CP17	13,2	46,90	Rural
CP21	13,2	10,12	Urbano
CP22	13,2	23,26	Urbano
CP23	13,2	124,63	Rural
CP24	13,2	51,26	Rural
CP25	13,2	153,96	Rural
CP31	13,2	7,22	Mixto
CP32	13,2	172,17	Mixto
CP33	13,2	76,45	Mixto
CP45	13,2	57,61	Mixto
CP46	13,2	81,27	Mixto

3.3. Cantidad de Usuarios

Al cierre del año 2024, la base de usuarios facturados se situó en 47.655. Para el año 2025 este número se incrementó a **49.391 usuarios**, reflejando un crecimiento del **3,6 %** en la cobertura del sistema eléctrico de la EEP S.A. E.S.P. La empresa proyecta alcanzar tasas de crecimiento superiores durante la ejecución de las inversiones propuestas para el periodo 2025–2029.

Tabla 9. Clasificación de usuarios – Corte diciembre 2025

Clasificación	Cantidad 2025
Usuarios residenciales	43.369
Usuarios no residenciales	6.022
TOTAL	49.391

3.4. Demanda de Energía

La demanda atendida por la compañía corresponde a la solicitada por el operador de red en su mercado de comercialización, cubriendo el consumo de la totalidad de usuarios conectados a las redes existentes y las pérdidas de energía asociadas. La EEP S.A. E.S.P., ubicada en el sur del país, importa potencia desde el centro del territorio nacional e inyecta potencia a la Empresa de Energía del Bajo Putumayo y a la Compañía Energética de Occidente. A continuación se presenta el resumen de intercambios de energía (importaciones



y exportaciones en GWh) con las fronteras comerciales adyacentes:

Tabla 10. Demanda operativa 2024–2025 (GWh/año)

Variable	2024	2025
Totales (GWh/año)		
Importaciones	207	212
Exportaciones	123	131
Demanda propia	85	82
Variación absoluta (GWh/año)		
Importaciones	9	4
Exportaciones	2	4
Demanda propia	8	1
Variación relativa (%)		
Importaciones	4,35 %	1,89 %
Exportaciones	1,63 %	3,05 %
Demanda propia	9,41 %	1,22 %



4. PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

La EEP S.A. E.S.P. se rige por el plan de inversión aprobado mediante la Resolución CREG 501 192 de 2026, en la que se establecieron los proyectos y montos correspondientes a las actividades de distribución de energía eléctrica para el periodo 2025–2029.

4.1. Plan de Inversión por Tipo de Inversión

Las inversiones se clasifican según los tipos definidos por la CREG: Tipo I (inversión de calidad), Tipo II (expansión), Tipo III (reposición) y Tipo IV (otros proyectos). A continuación se detallan las tablas correspondientes a los tipos II, III y IV, desagregadas por nivel de tensión:

Tabla 11. Inversión aprobada – Tipo II (Expansión), por nivel de tensión

NT	2025	2026	2027	2028	2029	Total
1	\$81.933.400	\$643.738.700	\$643.738.700	\$643.738.700	\$643.738.700	\$2.656.888.200
2	\$478.190.600	\$6.599.053.200	\$1.485.870.800	\$3.832.137.000	\$1.819.590.200	\$14.214.841.800
3	\$68.765.000	\$10.234.122.600	\$7.746.641.260	\$6.834.237.000	—	\$24.883.765.860
4	—	\$37.630.484.037	—	—	—	\$37.630.484.037
Tota I	\$628.889.000	\$57.893.158.537	\$9.876.250.760	\$11.312.788.700	\$2.463.328.900	\$82.174.415.897

Tabla 12. Inversión aprobada – Tipo III (Reposición), por nivel de tensión

NT	2025	2026	2027	2028	2029	Total
1	\$959.904.000	\$959.904.000	\$959.904.000	\$959.904.000	\$959.904.000	\$4.799.520.000
2	\$924.056.700	\$924.056.700	\$924.056.700	\$924.056.700	\$348.921.300	\$4.045.148.100
3	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
4	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
Tota I	\$1.883.960.700	\$1.883.960.700	\$1.883.960.700	\$1.883.960.700	\$1.308.825.300	\$8.844.668.100

Tabla 13. Inversión aprobada – Tipo IV (Otros), por nivel de tensión

NT	2025	2026	2027	2028	2029	Total
1	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
2	\$84.000.000	\$0	\$0	\$5.137.972.333	\$0	\$5.137.972.333



3	\$0	\$0	\$0	\$5.137.972.333	\$0	\$5.137.972.333
4	\$0	\$0	\$0	\$5.137.972.333	\$0	\$5.137.972.333
Total	\$84.000.000	\$0	\$0	\$15.413.917.000	\$0	\$15.413.917.000

Tabla 14. Resumen de la inversión aprobada por tipo de inversión – Periodo 2023–2027

Tipo	2023	2024	2025	2026	2027
I	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
II	\$1.861.305.400	\$1.889.161.500	\$69.177.404.565	\$6.245.505.300	\$1.889.161.500
III	\$628.768.592	\$2.200.174.500	\$2.200.174.500	\$16.152.999.500	\$2.200.174.500
IV	\$0	\$1.870.980.128	\$127.264.152	\$139.990.567	\$153.989.624
Total	\$2.490.073.992	\$5.960.316.128	\$71.504.843.217	\$22.538.495.367	\$4.243.325.624

4.2. Plan de Inversión por Categoría de Activos

A continuación se presenta la desagregación de la inversión aprobada por nivel de tensión y por la categoría de activos definida en la metodología de la CREG, donde cada categoría (I = 1 a I = 12) corresponde a tipos específicos de activos del sistema eléctrico:

Tabla 15. Inversión aprobada – Nivel de tensión 4 por categoría de activo

Categoría	2025	2026	2027	2028	2029
I = 1	—	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 2	—	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 3	—	\$17.341.822.000	\$0	\$0	\$0
I = 4	—	\$1.437.985.000	\$0	\$0	\$0
I = 5	—	\$854.190.000	\$0	\$0	\$0
I = 6	—	\$17.899.793.137	\$0	\$869.700.000	\$0
I = 7	—	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 8	—	\$1.632.973.900	\$0	\$0	\$0
I = 9	—	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 10	—	\$24.393.333	\$0	\$5.163.526.667	\$0

Tabla 16. Inversión aprobada – Nivel de tensión 3 por categoría de activo

Categoría	2025	2026	2027	2028	2029
I = 1	\$0	\$3.714.500.000	\$0	\$0	\$0
I = 2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 3	\$0	\$4.670.151.000	\$0	\$0	\$0
I = 4	\$0	\$706.140.000	\$0	\$404.388.000	\$0



I = 5	\$0	\$0	\$0	\$78.609.000	\$0
I = 6	\$0	\$195.185.000	\$0	\$1.137.336.000	\$0
I = 7	\$376.000	\$922.325.600	\$7.525.498.160	\$4.286.726.000	\$0
I = 8	\$0	\$0	\$80.979.100	\$0	\$0
I = 9	\$68.389.000	\$25.821.000	\$140.164.000	\$86.585.000	\$0
I = 10	\$0	\$24.393.333	\$0	\$5.163.526.667	\$0

Tabla 17. Inversión aprobada – Nivel de tensión 2 por categoría de activo

Categoría	2025	2026	2027	2028	2029
I = 1	\$0	\$1.124.950.000	\$0	\$541.575.000	\$0
I = 2	\$0	\$0	\$0	\$0	\$0
I = 3	\$0	\$953.664.000	\$0	\$0	\$0
I = 4	\$0	\$363.526.000	\$0	\$260.673.000	\$0
I = 5	\$0	\$500.440.000	\$0	\$80.973.000	\$0
I = 6	\$0	\$211.733.000	\$0	\$955.310.000	\$0
I = 7	\$988.602.300	\$3.736.655.900	\$1.951.485.500	\$1.951.485.500	\$1.951.485.500
I = 8	\$0	\$0	\$0	\$538.680.750	\$0
I = 9	\$497.645.000	\$337.434.000	\$217.026.000	\$224.526.000	\$217.026.000

Tabla 18. Inversión aprobada – Nivel de tensión 1 por categoría de activo

Categoría	2025	2026	2027	2028	2029
I = 10	\$416.927.000	\$608.740.000	\$608.740.000	\$601.483.000	\$608.740.000
I = 11	\$1.007.552.400	\$1.377.544.700	\$1.377.544.700	\$1.377.544.700	\$1.377.544.700



5. PORTAFOLIO DE PROYECTOS DE INVERSIÓN

5.1. Inversiones Asociadas a Expansión de la Red

Los proyectos de expansión corresponden a las inversiones de Tipo II orientadas a ampliar la cobertura y capacidad del SDL, mediante la construcción de nuevas subestaciones y redes de media y baja tensión.

Tabla 19. Inversiones asociadas a expansión de la red

Cód.	Nombre del Proyecto	TI	NT	Año Op.	Costo Proyecto
P-02	Construcción nueva subestación Mocoa	II	4	2026	\$53.371.025.624
P-03	Modernización de subestación Villagarzón	II	3	2028	\$5.161.248.750
P-04	Construcción SE de 10 MVA 34,5/13,2 kV en el municipio de Orito, Putumayo	II	3	2028	\$4.799.127.800
P-08 2025	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	II	2	2025	\$1.889.161.500
P-08 2026	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	II	2	2026	\$1.889.161.500
P-08 2027	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	II	2	2027	\$1.889.161.500
P-08 2028	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	II	2	2028	\$1.889.161.500
P-08 2029	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	II	2	2029	\$1.889.161.500
P-11 2027	Expansión de la Red Eléctrica en 34,5 kV para el fortalecimiento del SDL de la EEP S.A. E.S.P. (Mocoa – Villagarzón)	II	2	2027	\$7.759.660.630
P-13 2028	Expansión de la Red Eléctrica en 34,5 kV para el fortalecimiento del SDL de la EEP S.A. E.S.P. (Villagarzón – Puerto Limón)	II	2	2028	\$4.420.566.000

5.2. Inversiones Asociadas a Reposición de la Red

Los proyectos de reposición corresponden a las inversiones de Tipo III, destinadas a renovar activos existentes que han cumplido su vida útil o que presentan deterioro funcional, con el fin de mantener la confiabilidad del sistema.



Tabla 20. Inversiones asociadas a reposición de red

Cód.	Nombre del Proyecto	TI	NT	Año Op.	Costo Proyecto
P05 2025	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	III	2	2025	\$2.302.410.700
P05 2026	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	III	2	2026	\$2.302.410.700
P05 2027	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	III	2	2027	\$2.302.410.700
P05 2028	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	III	2	2028	\$2.302.410.700
P05 2029	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	III	2	2029	\$2.302.410.700

5.3. Inversiones Asociadas a la Calidad de la Red

Los proyectos de calidad corresponden a las inversiones de Tipo IV, orientadas a la implementación de sistemas de gestión, automatización y control que mejoran la operación y el monitoreo del SDL.

Tabla 21. Inversiones asociadas a la calidad de la red

Cód.	Nombre del Proyecto	TI	NT	Año Op.	Costo Proyecto
P01	Construcción de centro de control tipo 4 para la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.	IV	4	2028	\$13.952.825.000
P12 2025	Implementación del Sistema de Gestión de Activos según ISO 55001 – Etapa 5	IV	3	2025	\$84.000.000

5.4. Proyectos Relevantes

Se identifican como proyectos relevantes aquellos cuya envergadura y alcance suponen un impacto estructural significativo sobre la capacidad y confiabilidad del SDL, en especial los relacionados con nueva infraestructura de subestaciones.

Tabla 22. Proyectos relevantes asociados a la red

Cód.	Nombre del Proyecto	TI	NT	Año Op.	Costo Proyecto
P02	Construcción nueva subestación Mocoa	II	4	2026	\$53.371.025.624
P03	Modernización de subestación Villagarzón	II	3	2028	\$5.161.248.750



6. METAS PROPUESTAS DEL PLAN PARA LA CALIDAD

6.1. Indicadores de Referencia de Calidad Media

En el año 2024, la Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P. recibió la comunicación de los nuevos indicadores de SAIFI y SAIDI mediante la **Resolución CREG 501 104 de 2024**, correspondientes a los años 6 y 7 del periodo tarifario vigente. Los límites establecidos para los indicadores de calidad media del sistema de distribución son los siguientes:

Tabla 23. Indicadores de referencia de calidad media – Resolución CREG 017/2021

Indicador	Valor de referencia
SAIDI_Rj (horas)	31,29
SAIFI_Rj (veces)	9,30

Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos – SAIDI_Rj (horas):

Tabla 24. Metas anuales para SAIDI – Resolución CREG 017/2021

Indicador	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
SAIDI_Mj,t	31,29	28,78	26,48	24,36	22,41

Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos – SAIFI_Rj (veces):

Tabla 25. Metas anuales para SAIFI – Resolución CREG 017/2021

Indicador	t=1	t=2	t=3	t=4	t=5	t=5	t=6	t=7
SAIFI_Mj,t	9,30	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	27,249	25,069

6.2. Indicadores de Calidad Individual

Los indicadores de calidad individual miden el desempeño por usuario según la duración (DIUG) y frecuencia (FIUG) de las interrupciones del servicio, clasificados por nivel de ruralidad y nivel de riesgo de cada circuito. Estos indicadores son el referente para la gestión de reclamos individuales de los usuarios.

Tabla 26. DIUG – Niveles de tensión 2 y 3 (horas)

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	—	—	—
Riesgo 2	—	82,03	30,85
Riesgo 3	—	—	—



Tabla 27. DIUG – Nivel de tensión 1 (horas)

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	—	19,33	18,97
Riesgo 2	—	78,73	78,98
Riesgo 3	—	—	—

Tabla 28. FIUG – Niveles de tensión 2 y 3 (veces)

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	—	—	—
Riesgo 2	—	17	10
Riesgo 3	—	—	—

Tabla 29. FIUG – Nivel de tensión 1 (veces)

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	—	6	11
Riesgo 2	—	18	17
Riesgo 3	—	—	—

El SDL cuenta con un sistema SCADA que permite visualizar el estado de los interruptores y ejecutar maniobras en tiempo real sobre el sistema de distribución local, lo que contribuye a la reducción de los tiempos de reposición del servicio y al cumplimiento de los indicadores individuales.

6.3. Avance en el Cumplimiento de Metas

A partir de los nuevos indicadores comunicados por la **Resolución CREG 501 104 de 2024** para los años 6 y 7 del periodo tarifario, los límites de referencia son:

Tabla 30. Indicadores de referencia de calidad media 2019–2025

Variable	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
SAIDI_Rj	Horas	28,78	26,48	24,36	22,41	20,62	19,762	18,181
SAIFI_Rj	Veces	9,00	9,00	9,00	9,00	9,00	27,249	25,069

Los indicadores de referencia se implementan a partir de 2019 (año 1 del periodo tarifario) con una tasa anual de reducción del 8 % para el SAIDI. En el caso del SAIFI, la meta se ajustó a partir de 2024 con los nuevos valores fijados en la Resolución CREG 501 104 de



2024. El cálculo de los indicadores desde 2019 hasta 2025 se presenta en las siguientes figuras:

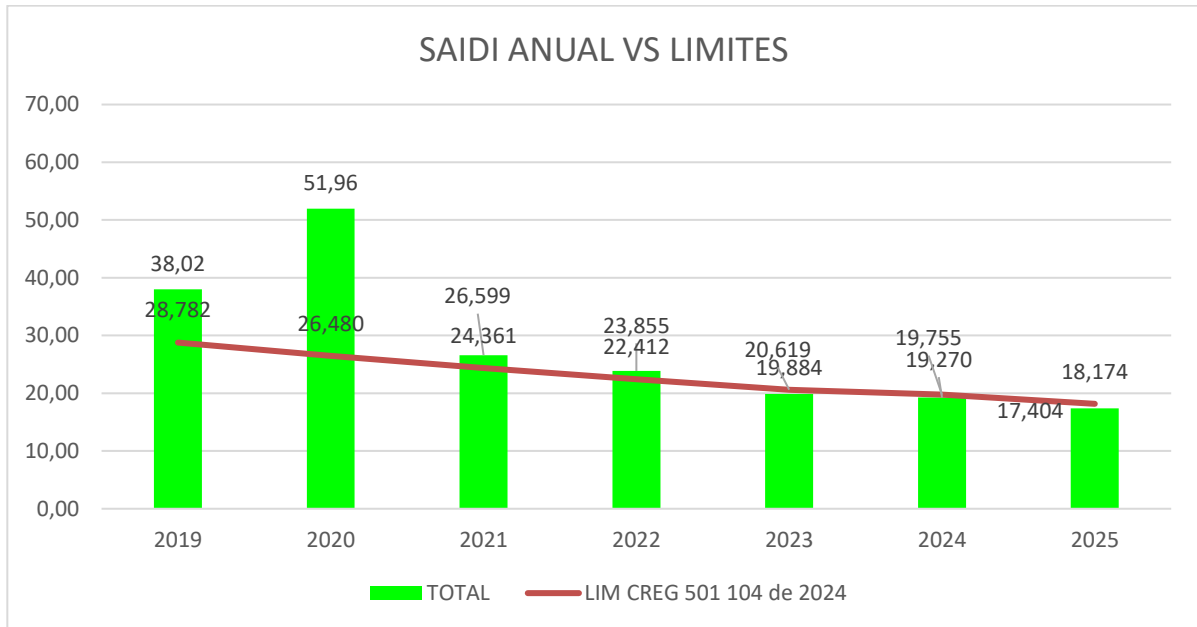


Figura 1. Comportamiento del indicador SAIDI 2019–2025

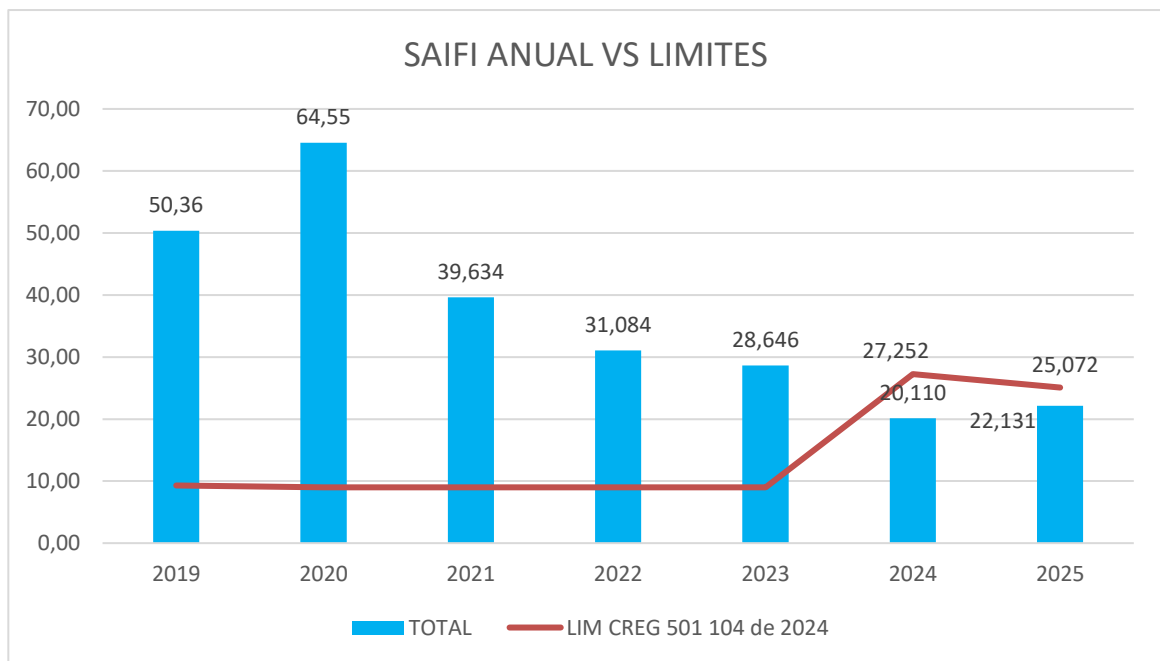


Figura 2. Comportamiento del indicador SAIFI 2019–2025

De las Figuras 1 y 2 se observa que tanto el SAIDI como el SAIFI cumplieron con los límites establecidos para el año 2025. En particular, el SAIDI alcanzó un valor ejecutado de **17,40**



horas frente a la meta de 18,17 horas, y el SAIFI registró **22,13 veces** frente a la meta de 25,07 veces, evidenciando una tendencia positiva en la mejora de la calidad del servicio prestado a los usuarios del SDL.



Sede principal Carrera 9 N° 8-10 Barrio el Centro, Mocoa – Putumayo, **Teléfonos:** (098)4201300 – (098)4201301
Correo Electrónico: correspondencia@energiaputumayo.com, **Página Web:** www.energiaputumayo.com

Energía que avanza

7. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

En la siguiente tabla se relacionan las inversiones ejecutadas que presentan desviaciones respecto del plan de inversión aprobado, bien sea por ejecución de proyectos no contemplados en el plan original o por modificaciones en el alcance. Estas desviaciones se gestionaron conforme a los lineamientos de la CREG y se declaran en el presente informe para los efectos regulatorios pertinentes.

Tabla 31. Proyectos ejecutados con desviación respecto al plan aprobado

Código	Descripción del Proyecto	Valor Ejecutado
P-13 2025	Construcción de redes en media y baja tensión para atender la expansión de los circuitos de la EEP S.A. E.S.P.	\$ 1.173.211.758
P-14 2025	Instalación de sistemas de protección y maniobra en nivel 2 del sistema EEP	\$ 202.881.000
P-15 2025	Reposición y mejoramiento del sistema de distribución local para los niveles de tensión 1 y 2	\$ 408.406.641
TOTAL		\$ 1.784.499.399

La EEP S.A. E.S.P. realizó inversiones por un valor total de **\$ 1.784.499.399** en el sistema de distribución, con el objetivo de mejorar el servicio y ejecutar las ampliaciones necesarias requeridas por la demanda.

Adicionalmente, se recibió la ejecución de un proyecto de expansión desarrollado con recursos del **Fondo de Apoyo para la Electrificación Rural (FAER)**, mediante el cual se amplió la cobertura en zonas rurales del municipio de Piamonte:

Tabla 32. Proyectos ejecutados con recursos FAER

Código	Descripción del Proyecto	Valor Ejecutado
P-16 2025	Expansión de redes eléctricas y subestación 34,5/13,2 kV en el municipio de Piamonte – FAER Piamonte	\$ 6.689.586.682

La recepción de este proyecto permitió ampliar la cobertura en las zonas rurales del municipio de Piamonte por un valor de **\$ 6.689.586.682**, consolidando el avance en electrificación rural en el departamento del Putumayo.



8. REFERENCIAS NORMATIVAS

El presente informe se elaboró con fundamento en las siguientes normas, resoluciones y circulares regulatorias emitidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

- **Resolución CREG 015 de 2018:** Define los criterios generales para la elaboración, presentación y ejecución de los planes de inversión de los operadores de red de distribución.
- **Circular CREG 024 de 2020:** Establece los lineamientos para la publicación del informe de ejecución del plan de inversión.
- **Resolución CREG 017 de 2021:** Fija los indicadores de calidad de referencia (SAIDI y SAIFI) y las metas anuales de mejora para los operadores de red.
- **Resolución CREG 501 104 de 2024:** Comunica los indicadores de referencia actualizados de SAIFI y SAIDI para los años 6 y 7 del periodo tarifario.
- **Resolución CREG 501 154 de 2025:** Establece las metas aplicables a los indicadores de calidad del servicio para el año 2025.
- **Resolución CREG 501 192 de 2026:** Aprueba los cargos y el plan de inversión de la EEP S.A. E.S.P. para el periodo 2025–2029.



Sede principal Carrera 9 N° 8-10 Barrio el Centro, Mocoa – Putumayo, **Teléfonos:** (098)4201300 – (098)4201301
Correo Electrónico: correspondencia@energiaputumayo.com, **Página Web:** www.energiaputumayo.com

Energía que avanza

9. INFORMACIÓN DE CONTACTO

Empresa:	Empresa de Energía del Putumayo S.A. E.S.P.
Dirección:	Carrera 9 N.º 8-10, Barrio El Centro – Mocoa, Putumayo
Teléfonos:	(098) 4201300 – (098) 4201301
Correo electrónico:	correspondencia@energiaputumayo.com
Página web:	www.energiaputumayo.com



Sede principal Carrera 9 N° 8-10 Barrio el Centro, Mocoa – Putumayo, **Teléfonos:** (098)4201300 – (098)4201301
Correo Electrónico: correspondencia@energiaputumayo.com, **Página Web:** www.energiaputumayo.com

Energía que avanza