

# EJECUCIÓN DE PLANES DE INVERSIÓN 2019



EMPRESA DE ENERGÍA DEL  
**PUTUMAYO**  
S.A. E.S.P.



## Contenido

1. RESUMEN .....	1
2. ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS .....	1
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO .....	1
4. PLAN DE INVERSIÓN.....	4
5. DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN .....	8
6. META PROPUESTA PARA EL PLAN DE CALIDAD .....	8
7. AVANCE EN EL CUMPLIMIENTO DE METAS .....	10



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

## 1. Resumen

La Empresa de Energía del Putumayo S.A. ESP en concordancia con los lineamientos establecidos en la circular CREG 024 DE 2020 y dando cumplimiento con el numeral 6.5 de la resolución CREG 015-2018; la empresa de energía del putumayo S.A E.S.P, publica el informe que soporta la ejecución del Plan de Inversión en el primer año 2019. En el informe se expresa aspectos relevantes que hacen parte de la mejora en la calidad del servicio, cobertura de usuarios y mitigación de riesgos; en apartes se muestra el crecimiento en cobertura de clientes para el 2019, donde el crecimiento es de 1% con referencia al 2018. Se especifica un resumen del sistema en el cual distingue el área geográfica de atención, activos operados, cantidad de transformadores de distribución en servicio, cantidad de usuarios regulados y no regulados, demandas de consumo e indicadores asociados a la calidad del servicio, solicitudes de conexión gestionadas dentro de los activos propios.

## 2. Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios

De acuerdo con lo expuesto en el numeral 6.1 por los criterios generales, ítem h, de la resolución CREG 015 del 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 OR para la evaluación de sus proyectos”.

Lo invertido en el 2019 se ejecutó con miras a estabilizar la atención en la demanda, calidad del servicio y los riesgos operativos, con lo cual se encamina el mejoramiento sectorizado del servicio, ya que se tiene prioridad en reponer redes en mal estado, equipos de subestaciones obsoletos, instalación de activos nuevos y ampliando capacidad que permita a los usuarios dentro del rango de influencia perciban la continuidad, atendiendo solicitudes previas y expectativas de crecimiento designados en los planes municipales.

Teniendo en cuenta que la ejecución de estos proyectos debe beneficiar a los usuarios bien sean residenciales, oficiales, comerciales o industriales cumpliendo las expectativas de calidad del servicio que permita desarrollar los diferentes tipos de actividades propias, se ha dimensionado las intervenciones cumpliendo cada requisito hacia estos usuarios influenciados.

Ítems para validar por calidad

- **Energía no suministrada.**
- **Demanda no atendida.**
- **Perdidas técnicas y no técnicas.**
- **Flexibilidad y confiabilidad.**
- **Optimización de activos.**
- **Actualización de cargas**

## 3. Descripción del sistema operado

- **Área de servicio**

La Empresa de Energía del Putumayo S.A E.S.P., es una empresa de servicios públicos que concentra sus labores en las actividades de la prestación del servicio de energía eléctrica en los componentes de distribución y comercialización con sede en el municipio de Mocoa y los municipios de Orito, Piamonte, Puerto Guzmán, Santa Rosa y Villagarzón.

Sede principal Carrera 9 N° 8-10 Barrio el Centro, Mocoa – Putumayo, **Teléfonos:** (098)4201300 – (098)4201301

**Correo Electrónico:** [correspondencia@energiaputumayo.com](mailto:correspondencia@energiaputumayo.com), **Página Web:** [www.energiaputumayo.com](http://www.energiaputumayo.com)



- **Activos operados**

La empresa de energía del putumayo cuenta con un sistema de distribución local compuesta por 3 subestaciones con una capacidad de transformación en tensión 230 kV de 50 MVA, en tensión 115 kV de 24 MVA, en tensión 34,5kV de 12 MVA, con lo que se suministra el servicio a todos los municipios de Mocoa y Villagarzón, y parte de los municipios Orito, Piamonte, Puerto Guzmán, Santa Rosa.

Subestaciones	Capacidad nominal a 230 kV en MVA	Capacidad nominal a 115 kV en MVA	Capacidad nominal a 34,5 kV en MVA
Junín	50	24	10
Villagarzón	-	-	4
Puerto Guzmán	-	-	2

*Tabla 1 Capacidades de subestaciones 2019*

A corte de diciembre de 2019 con 1039 transformadores conectados a las redes de distribución, de los que se puede discriminar el 44% están en zonas urbanas y 56% están en zonas rurales. Se ha dedicado recursos para reponer partes de estos activos con lo cual se espera optimizar y concentrar la carga.

Las redes de distribución estas desagregadas por nivel de tensión con las correspondientes longitudes.

Líneas	Longitud (km)
Líneas 34,5 kV	49,1
Líneas 13,2 kV	687

*Tabla 2 Resumen de línea*

Nombre del Circuito	Tensión Nominal	Longitud (Km)	Tipo Cobertura
CP12	13,2	33.27	Urbano
CP13	13,2	12.17	Urbano
CP14	13,2	50.47	Rurales
CP17	13,2	51.31	Rurales
CP21	13,2	9.10	Urbano
CP22	13,2	13.91	Urbano
CP23	13,2	113.30	Rurales
CP24	13,2	40.10	Rurales
CP25	13,2	42.25	Rurales
CP31	13,2	4.14	Mixtos
CP32	13,2	122.30	Mixtos
CP33	13,2	67.70	Mixtos
CP45	13,2	52.19	Mixtos
CP46	13,2	74.76	Mixtos

Tabla 3 Resumen de circuitos

- Cantidad de usuarios**

En el cierre del año 2018 el registro de usuarios quedo con una cantidad de 35.681 usuarios facturados, para el año 2019 se incrementa la cantidad cerrando en 37.254 usuarios, lo cual refleja un crecimiento significativo en el sistema eléctrico de la EEP S.A E.S.P., teniendo como expectativa lograr un incremento mayor durante la ejecución de las inversiones propuestas.

Clasificación	2019
Residenciales	33779
No residenciales	3475

Tabla 4 Clasificación de usuarios 2019

- Demanda de energía**

La demanda atendida por la compañía es la correspondiente a lo solicitado por un operador de red en su mercado de comercialización, supliendo el consumo presupuestado para la totalidad de usuarios conectados a las redes existentes y las pérdidas de energía. La empresa de energía del Putumayo se encuentra ubicada al sur del país ingresando potencia desde el centro del país, e inyectamos potencia a la empresa de energía del bajo putumayo y a la compañía energética de occidente, a continuación se muestra un resumen de los intercambios del año (importaciones y/o exportaciones) de la energía en (kWh) que tienen parte de nuestras fronteras con estos mercados de comercialización en zonas aledañas, cabe decir que no hay importaciones internas dentro de nuestro sistema.

Totales (GWh-año)	2018	2019
Importaciones	101	184
Exportaciones	37	118
Demanda propia	64	66

Variación (GWh-año)	2018	2019
Importaciones	36	83
Exportaciones	46	81
Demanda propia	0	2
Variación (%)	2018	2019
Importaciones	9,5%	45,1%
Exportaciones	15,8%	68,5%
Demanda propia	4,2%	3,7%

Tabla 5 Demanda Operativa

## 4. Plan de inversión

De acuerdo con las Resoluciones de la CREG y con la aprobación de los cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica atendida por la empresa de energía del putumayo; relacionaremos las inversiones aprobadas para 5 años y valores asociados.

Inversión por año					Inversión Empresa
2019	2020	2021	2022	2023	
\$ 2.371.101.691,13	\$ 1.890.408.926,09	\$ 4.132.276.176,34	\$ 39.006.751.010,30	\$ 2.997.769.206,61	\$50.398.307.010,47

Tabla 6 Inversión aprobada periodo 2019-2023

Año	Valor aprobado	Valor ejecutado	% Cumplimiento
2019	\$ 2.371.101.691,13	\$ 1.161.025.664,02	49%

Tabla 7 Comparativo de aprobado y ejecutado

Con la información de la tabla 7 en cuanto a la inversión aprobada, se desagregará por área geográfica, nivel de tensión, categoría de los activos y los tipos de inversión clasificados.

En el año 2019 la inversión ejecutada se relaciona a continuación con los proyectos asociados:

Código Proyecto	Nombre Proyecto	Costo Proyecto
P04	Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA I	\$51.849.000,00
P09	Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA I	\$4.677.200,00
P14	Reemplazo posteadura obsoleta en circuitos de media tensión MT	\$198.361.064,94

P15	Reemplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA I	\$153.034.230,77
P17	Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA I	\$51.200.000,00
P20	Remodelar en red trezada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA I	\$147.184.423,78
P25	Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA I	\$3.392.075,66
P28	Reemplazo posteadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA I	\$73.549.669,90
P31	CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES TIPO POSTE, REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN LA CIUDADELA NUEVA BETANIA ETAPA I	\$168.604.900,00
P35	CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACION TIPO POSTE, REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO LA INDEPENDENCIA	\$50.608.597,97
P37	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO LAS AMERICAS 2 ETAPA	\$17.106.500,00
P38	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO LAS HELICONIAS 2 ETAPA	\$19.246.000,00
P48	Instalación de equipos de protección, supervisión y control, telemididos por circuito de distribución ETAPA I	\$111.106.000,00
P50	Cumplimiento del Sistema de Gestión de Activos de la Empresa de Energía del Putumayo ETAPA I	\$111.106.001,00

Tabla 8 Proyectos que fueron ejecutados en el año 2019

Presentando el avance en los indicadores de percepción de corte del servicio (SAIDI, SAIFI) los cuales, como indicadores estándar con corte anual, y haciendo un comparativo con las metas a la comisión.

Resultados 2019		
SAIDI (Horas)	Meta	31,285
	Ejecutado	38,02
SAIFI (Veces)	Meta	9
	Ejecutado	50,36

Tabla 9 Desempeño de indicadores en el año 2019

Con la mira en estos indicadores que tienen por efecto fijar los puntos de partida para cada intervención, promoviendo una mejora en la percepción que tienen los usuarios del servicio prestado. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de interrupciones del servicio) como se muestra estuvo en 50,36 veces, lo cual muestra una oportunidad de implementación en planes de manejo en redes y equipos de manera más selectiva, el indicador SAIDI (indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad promedio del servicio) presentó un margen más estrecho dadas las inversiones realizadas en materia de infraestructura de operación que permita reducir tiempos de reposición de activos.

- **Plan de inversión por área geográfica**

Departamento	Municipio	2019
Putumayo	Mocoa	\$2.284.140.593
Putumayo	Orito	\$86.961.097

Tabla 10 Inversión aprobada por área geográfica

- Plan de inversión por tipo de inversión

Tipo de inversión	2019
I	\$0
II	\$255.565.998
III	\$1.844.429.693
IV	\$271.106.000
Total	\$2.371.101.691

Tabla 11 Inversión aprobada por tipo

- Plan de inversión por nivel de tensión

Tipo de inversión	2019
I	\$0
II	\$36.352.500
III	\$767.456.333
IV	\$0
Total	\$803.808.833

Tabla 12 Inversión aprobada por nivel de tensión 1

Tipo de inversión	2019
I	\$0
II	\$219.213.498
III	\$1.076.973.360
IV	\$121.106.000
Total	\$1.417.292.858

Tabla 13 Inversión aprobada por nivel de tensión 2

- Plan de inversión por categoría de activos

Categoría de activos	2019
I = 9	60,774,000

Tabla 14 Inversión aprobada nivel de tensión 3 por categoría

Categoría de activos	2019
I = 7	709,553,360
I = 9	476,632,000
Total	1,186,185,360

Tabla 15 Inversión aprobada nivel de tensión 2 por categoría

Categoría de activos	2019
I = 11	34,554,000
I = 12	926,936,419
Total	961,490,419

Tabla 16 Inversión aprobada nivel de tensión 1 por categoría

- Inversiones asociadas a la expansión de la red.**

Código Proyecto	Nombre Proyecto	TI	NT	Año de operación	Costo Proyecto
P31	CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACIONES TIPO POSTE, REDES DE MEDIA Y BAJA TENSÓN EN LA CIUDADELA NUEVA BETANIA ETAPA I	II	2	2019	\$168.604.900,00
P35	CONSTRUCCIÓN DE SUBESTACION TIPO POSTE, REDES DE MEDIA Y BAJA TENSÓN EN EL BARRIO LA INDEPENDENCIA	II	2	2019	\$50.608.597,97

Tabla 17 Inversiones asociadas a la expansión de la red

- Inversiones asociadas a reposición de la red.**

Código Proyecto	Nombre Proyecto	TI	NT	Año de operación	Costo Proyecto
P04	Repotenciación de conductores en circuitos de media tensión. ETAPA I	III	2	2019	\$127.844.820
P09	Reemplazo de conductores desnudos a conductores semiaislado en zonas boscosas ETAPA I	III	2	2019	\$ 242.980.540
P14	Reemplazo posteadura obsoleta en circuitos de media tensión MT	III	2	2019	\$258.878.000
P15	Reemplazo de DPS, Cortacircuitos y Puesta a Tierra en estructuras de Transformadores de distribución ETAPA I	III	2	2019	\$347.670.000
P17	Reemplazo de elementos de protección y maniobra en los seccionamientos de los circuitos 13.2kVs ETAPA I	III	2	2019	\$99.600.000
P20	Remodelar en red trenzada diferentes circuitos de baja tensión de mayor riesgo ETAPA I	III	1	2019	\$256.751.701
P25	Reemplazo de bajantes de transformadores a redes de distribución ETAPA I	III	1	2019	\$37.228.632

P28	Remplazo posteadura obsoleta en circuitos de baja tensión ETAPA I	III	1	2019	\$ 473.476.000
P37	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO LAS AMERICAS 2 ETAPA	II	1	2019	\$17.106.500
P38	CONSTRUCCIÓN DE REDES DE BAJA TENSIÓN EN EL BARRIO LAS HELICONIAS 2 ETAPA	II	1	2019	\$19.246.000

*Tabla 18 Inversiones asociadas a reposición de red*

- Inversiones asociadas a la calidad de la red.**

Código Proyecto	Nombre Proyecto	TI	NT	Año de operación	Costo Proyecto
P48	Instalación de equipos de protección, supervisión y control, teledidos por circuito de distribución ETAPA I	IV	2	2019	\$121.106.000

*Tabla 19 Inversiones asociadas a la calidad de red*

- Proyectos relevantes**

Código Proyecto	Nombre Proyecto	TI	NT	Año de operación
P48	Instalación de equipos de protección, supervisión y control, teledidos por circuito de distribución ETAPA I	IV	2	2019

*Tabla 20 Proyectos relevantes asociados a la red*

## 5. Desviaciones del plan de inversión

A continuación, relacionamos los proyectos ejecutados dentro de nuestro plan de inversión:

Proyecto	Valor aprobado	Valor ejecutado	% Cumplimiento
P04	\$ 127.844.820	\$ 153.413.784	120%
P09	\$ 242.298.540	\$ 294.446.325	122%
P14	\$ 258.878.000	\$ 310.653.600	120%
P15	\$ 347.670.000	\$ 254.874.000	73%
P17	\$ 99.600.000	\$ 66.396.000	67%
P20	\$ 258.878.000	\$ 313.940.190	121%
P25	\$ 37.228.632	\$ 7.078.903	19%
P28	\$ 473.476.000	\$ 127.715.000	27%

*Tabla 21 Proyectos ejecutados*

## 6. Meta propuesta para el plan de calidad

- Indicadores de referencia de calidad media.**

Los indicadores de referencia de la calidad media SAIDI\_Rj (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) y SAIFI\_Rj (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio), aprobados mediante la resolución CREG 017 de 2021 son los siguientes:

Indicador calidad media	2016
SAIDI_Rj	31.29
SAIFI_Rj	9.30

Tabla 22 indicadores de referencia CREG 017-2021

Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, horas. (SAIDI\_Rj)

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

Tabla 23 Metas anuales para SAIDI CREG 017-2021

Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, veces. (SAIFI\_Rj)

Indicador	Año t = 1	Año t = 2	Año t = 3	Año t = 4	Año t = 5
SAIFI_Mj,t	9.30	9.00	9.00	9.00	9.00

Tabla 24 Metas anuales para SAIFI CREG 017-2021

- Indicadores de calidad individual de duración de eventos**

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

Tabla 25 DIUG niveles de tensión 2 y 3, hora

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

Tabla 26 DIUG nivel de tensión 1, hora

- Indicadores de calidad individual de duración de eventos**

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	-	-
Riesgo 2	-	17	10
Riesgo 3	-	-	-

Tabla 27 FIUG nivel de tensión 2 y 3, veces

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

Tabla 28 FIUG nivel de tensión 1, veces

## 7. Avance en el cumplimiento de metas

Respecto a los indicadores internacionales SAIDI y SAIFI, los cuales tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia al año que percibe cada usuario en promedio en nuestro Sistema de Distribución Local. El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño del 50.36; que obedeció a la realización de trabajos de recuperación de la subestación Junín en nivel 115 y 34,5 kV por motivos de la avalancha de año 2017.



Ilustración 1 Comportamiento SAIFI

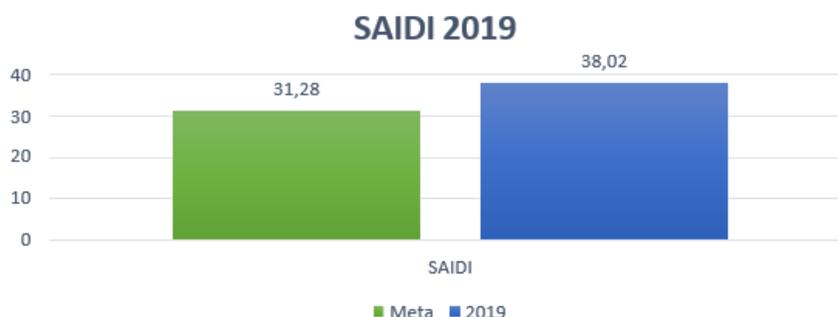


Ilustración 2 Comportamiento SAIDI

El indicador SAIDI presentó nivel de 38.02 en el año. Esto se justifica en los trabajos realizados en la subestación Junín con el objetivo realizar la primera fase del restablecimiento temporal de la operación afectada por la avalancha del año 2017. En este sentido se resaltan trabajos como la recuperación del barraje de 115 kV, la conexión en T a 115 kV con la línea Altamira Pitalito y desmonte de la subestación móvil con la que se operaba desde el día de la tragedia.