

EJECUCIÓN DE PLAN DE INVERSIÓN



**EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE
ENERGÚAVIARE S.A. E.S.P. S.A. E.S.P.**

MARZO 2025

**INFORME DE EJECUCIÓN DEL PLAN DE INVERSIÓN
AÑO 6 (2024)**

Introducción

El plan de inversión presentado por Energüaviare S.A. E.S.P. S.A E.S.P, incluye las inversiones requeridas para la expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicio, reducción y mantenimiento de pérdidas técnicas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso, el cual tuvo un horizonte desde el 2019 hasta el 2023. Sin embargo, en el presente informe se expondrán las actividades de seguimiento sobre las inversiones realizadas sobre el sistema eléctrico y la ejecución de actividades dentro del PI descrito previamente.

La Resolución CREG 015 de 2018, modificada por las resoluciones CREG 085 de 2018, 036 de 2019 y 199 de 2019, estableció la metodología para la remuneración de la actividad de distribución de energía eléctrica. Esta metodología busca, entre otras, que las empresas realicen una adecuada planeación y ejecución de las inversiones y gastos que conduzcan a mejorar la calidad en la prestación del servicio y la reducción de pérdidas de energía.

Bajo esta metodología, anualmente se actualizan los ingresos de las empresas con base en las inversiones realizadas, los activos que salen de operación, las pérdidas de energía, la calidad del servicio, entre otros, del año anterior.

En el numeral 6.5 de la Resolución se establece que los OR deben presentar un informe de la ejecución del plan de inversiones, mientras que en el numeral 6.7 se establece que, dentro de la estrategia de comunicación de las empresas, los OR deben elaborar y publicar un informe anual con las metas, inversiones e indicadores de ejecución de los planes de inversión. El presente informe hace relación a lo establecido en el numeral 6.5 de la Resolución CREG 015 de 2018 y la circular CREG 024 del 2020.

Resumen ejecutivo

En cumplimiento con el numeral 6.5 de la resolución CREG 015-2018 y conforme a los lineamientos establecidos en la circular CREG 024 del 2020, la empresa de energía del departamento del Guaviare y sur del Meta desarrolla el presente informe de seguimiento y soporte de la ejecución de la inversión durante el año 2024 (T=6) realizada en el marco del plan de inversión que cerró hasta el año 2023. Los beneficios recibidos por los diferentes usuarios en materia de niveles de energía no servida, calidad del servicio y riesgos operativos se evidencian en este informe. Se detalla el sistema operado por Energüaviare S.A. E.S.P., discriminando el área de influencia, activos operados, número de usuarios, demandas de energía y potencia, indicadores de calidad del servicio y las solicitudes de conexiones recibidas en los diferentes niveles de tensión.

Mediante la resolución CREG 028 y 140 del 2021 se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados por la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P., los cuales comprenden desde el año 2019 hasta el 2023 como se muestra en la siguiente, cuyos valores están en pesos a diciembre del año 2017.

	2019	2020	2021	2022	2023
N4	\$ -	\$ 606.222.000	\$ -	\$ -	\$ -
N3	\$ -	\$ 219.696.000	\$ 303.870.000	\$ 121.548.000	\$ -
N2	\$ -	\$ 289.302.000	\$ 1.089.576.000	\$ 348.614.022	\$ -
N1	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 157.714.440
TOTAL	\$ -	\$ 1.115.220.000	\$ 1.393.446.000	\$ 470.162.022	\$ 157.714.440

Durante el año 2024 se realizó una ejecución del 100% del proyecto 009 (Instalar dispositivos de corte y maniobra teledidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3).

Adicional a lo anterior, se realizaron inversiones referentes al plan de reducción de pérdidas (adicional por equipos quemados), reconectores por expansión de cobertura, transformadores nuevos y reparados y sistemas de puesta a tierra, como se expone a continuación:

ID PROYECTO	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	MUNICIPIO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN
9	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	San José del Guaviare Calamar	IV	3
260 - 2024	Reparación de transformadores quemados para ser instalados posteriormente en los diferentes circuitos del sistema de distribución local del Operador de red.	San José del Guaviare	I	2

501 - 2024	Adquirir transformadores de distribución para disponer en caso de requerirse la conexión o reposición de transformadores del sistema de distribución local de la compañía.	San José del Guaviare	I	2
307 - 2024	Instalar sistemas de puesta a tierra en los diferentes niveles de tensión de la red.	Zona de operación del OR	IV	1

Teniendo en cuenta el avance en el cumplimiento de las metas propuestas en cuanto a la calidad del servicio (SAIDI y SAIFI) con corte a diciembre del 2024; se expidió la resolución CREG 501 095 de 2024 Por la cual se establecen las metas de calidad media para el sexto año del periodo tarifario de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018 para la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare S.A. E.S.P. así.

Indicadores de calidad del servicio		
Indicador	Meta anual 2024	Indicador obtenido
SAIDI	22.540	23.97
SAIFI	11.804	17,59

Los anteriores indicadores, tienen por objetivo representar las horas de indisponibilidad y frecuencia de interrupciones en la prestación del servicio de energía eléctrica en un año, que percibe cada usuario en promedio en el Sistema de Distribución Local. El indicador SAIDI (promedio anual de la duración de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 23.97 horas en promedio, indicador que representa una desviación de desmejora de 6% de la meta para este año; paralelamente el promedio anual de frecuencia de eventos percibido por cada usuario (SAIFI) fue de 17.59 veces.

Para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está haciendo un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo, aun no se realizan las inversiones para la implementación de dicho sistema por temas presupuestales de la empresa.

ACCIONES ENCAMINADAS AL BENEFICIO DE LOS USUARIOS

Todos los proyectos de Inversión presentados por Energúaviare S.A. E.S.P. en su plan de inversión aprobado por la comisión mediante la resolución CREG 028 y 140 de 2021, desde el año 2019 hasta el año 2023, fue encaminado para realizar las inversiones teniendo presente mejorar los niveles de energía no servida, la atención de la demanda, la calidad del servicio y riesgo operativo; lo anterior trae consigo beneficios a los usuarios finales, tanto usuarios residenciales, comercial o industrial, teniendo en cuenta que se instalaron

diferentes equipos tanto en subestaciones, cabeceras y circuitos, incrementando la confiabilidad en la continuidad de la prestación del servicio de energía ya que se le da selectividad a las protecciones, maniobrabilidad de los circuitos y menores tiempos de restablecimiento del servicio.

Todos los beneficios mencionados anteriormente, se ven materializados en la forma en que los usuarios podrán contar con mayor número de horas de disponibilidad del servicio; teniendo en cuenta que se tienen nuevos y mejores sistemas de corte y reconexión, posibilitando el aislamiento de fallas de una manera más ágil y rápida; también, el cambio de redes desnudas a semi aisladas que mitigan los fallos por contacto con flora y fauna.

Las acciones encaminadas al beneficio de los usuarios se relacionan a continuación:

- Realizar la reposición de equipos de actuación como los interruptores en las bahías de línea de 34.5KV de la subestación San José e implementación de relés de sobrecorrientes que permita minimizar el impacto de las afectaciones a los usuarios de SDL no incumbentes en la selectividad de protección de los interruptores.
- Reposición de los relés diferenciales de trafo y de sobrecorriente en las subestaciones San José y Retorno, la anterior acción va encaminada a proteger los activos del sistema, siendo el transformador el equipo que adecua la energía para ser transportada por las redes desde el STR al SDL; implementar estos equipos de protección aumentan el número de horas de disponibilidad del servicio, adicionalmente prolonga la vida útil de los equipos del sistema, minimizando los mantenimientos correctivos.
- Reemplazar en la subestación San José del Guaviare los interruptores y DPS que han perdido su capacidad de aislamiento, los reconectores instalados tanto en bahías de línea como de transformador por interruptores junto con sus protecciones, equipos de medida, así mismo instalar Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra, DPS y instrumentos de medida en las bahías que así lo requieran. La necesidad de este proyecto nace a raíz de que los elementos que hacen parte de las unidades constructivas de subestaciones se encuentran incompletas, modernizando e instalando estos elementos en las diferentes bahías se contara con un sistema de protecciones adecuado que proteja la vida de los operadores, los equipos en patio y que haya una mayor confiabilidad en la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Reemplazar en las subestaciones Calamar, Capricho y Boquerón los reconectores instalados tanto en bahías de línea como de transformador por interruptores junto con sus protecciones, equipos de medida, así mismo instalar Seccionador tripolar con Cuchilla de puesta a tierra, DPS y instrumentos de medida en las bahías que así lo requieran.
- Adquisición de transformadores de distribución del SDL, para atender el crecimiento de la demanda del SDL, adquisición de sistemas de puesta a tierra para mejorar el sistema de protección de los activos y así mejorar los indicadores en la prestación del servicio.

- Reemplazo de red abierta por red trenzada para mejoramiento en los indicadores de prestación del servicio.

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERADO

Área de influencia.

La empresa de energía del departamento del Guaviare “ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. S.A E.S.P” , una empresa de servicios públicos de naturaleza mixta, dedicada a dos actividades de la cadena de prestación del servicio de energía eléctrica: comercialización y distribución; principalmente cuenta con presencia en el departamento del Guaviare y sur del Meta.

Activos operados.

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está conectado al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante una línea de 115kV (nivel de tensión IV) que va desde la subestación Granada (Meta) hasta la subestación San José del Guaviare con una longitud de 187 kilómetros construida en su mayoría en postes de 15 metros, con la siguiente infraestructura:

Ítem	Descripción Estructuras	Cantidad
1	Tipo Suspensión	809
2	Tipo Retención	99
3	Tipo Torre metálica	24
4	Total, Estructuras	932

El sistema de distribución local está compuesto por 5 subestaciones con capacidad de transformación en 115 kV, 34.5 kV y 13.2 kV, atendiendo la demanda de los municipios y veredas de San José del Guaviare, Retorno, Calamar y corregimiento del Capricho y Charras Boquerón.

Para el año 2021 ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. contaba con las siguientes subestaciones operadas:

Subestación	Capacidad (MVA)	Relación de transformación (kV)
San José	24	115/34.5/13.2
Retorno	3.2	34.5/13.2
Calamar	4	34.5/13.2
Capricho	1.5	34.5/13.2
Boquerón	1.5	34.5/13.2


Subestación San José

Subestación Retorno

Subestación Retorno

Subestación Calamar

Subestación Capricho

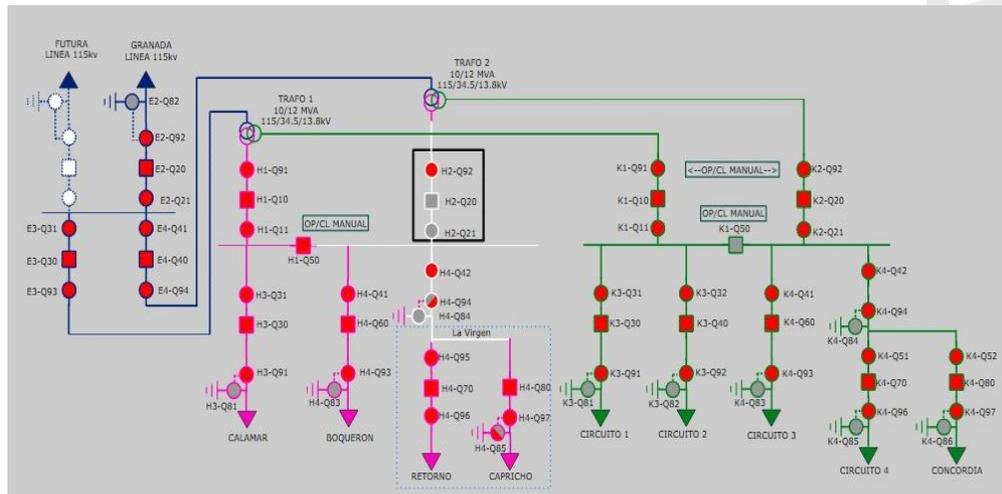
Subestación Boquerón

SISTEMA SCADA

Acrónimo de Supervisory Control And Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos), Un SCADA para supervisión de un sistema eléctrico recibe toda la información de las subestaciones que lo componen, comprueba o permite al operador verificar el funcionamiento del sistema eléctrico en su conjunto y se toman las decisiones para operarlo.



El sistema SCADA ha venido teniendo avances de operación y efectividad de comunicación durante el año 2024, en donde se han logrado la integración de más equipos de corte y maniobra en las líneas del SDL cumpliendo con la cantidad de reconectores de acuerdo con la Resolución CREG 015 de 2018, reportes de calidad de la potencia y enlace de los eventos a través del SCADA al OMS del SPARD.



Así mismo, se presentan las medidas de los equipos de medida ubicados en la bahía 115kV, medidas de entrada en los transformadores de potencia 1 y 2 y las medidas en las salidas hacia las bahías 34.5kV y 13.8kV, en funcionamiento y operación:

MEDIDOR CALIDAD DE LA ENERGÍA (PRINCIPAL PQ1) -LÍNEA GRANADA												
TENSIONES DE LÍNEA [kV]			TENSIONES DE FASE [kV]			CORRIENTES [A]			POTENCIA ACTIVA [MW]			
VAB	VBC	VCA	V_PhA	V_PhB	V_PhC	I_PhA	I_PhB	I_PhC	P_PhA	P_PhB	P_PhC	P_Total
113.2	106.4	106.4	56.5	68.7	53.6	54	52.2	54.4	3.84	3.67	3.65	11.13
POTENCIA REACTIVA [MVAR]				POTENCIA APARENTE [MVA]				FRECUENCIA	POWER FACTOR			
Q_PhA	Q_PhB	Q_PhC	Q_Total	S_PhA	S_PhB	S_PhC	S_Total	[Hz]				
0.58	0.65	0.67	1.86	3.85	3.66	3.74	11.23	60	0.97			

MEDIDOR SATEC RGM180 - TP1 115 kV												
TENSIONES DE LÍNEA [kV]			TENSIONES DE FASE [kV]			CORRIENTES [A]			POTENCIA ACTIVA [kW]			
VAB	VBC	VCA	V_PhA	V_PhB	V_PhC	I_PhA	I_PhB	I_PhC	P_PhA	P_PhB	P_PhC	P_Total
-	-	-	63.11	63.07	61.14	35.35	33.41	35.91	22.27	20.95	21.83	65.07
POTENCIA REACTIVA [kVAR]				POTENCIA APARENTE [kVA]				FRECUENCIA	POWER FACTOR			
Q_PhA	Q_PhB	Q_PhC	Q_Total	S_PhA	S_PhB	S_PhC	S_Total	[Hz]				
1.05	2.19	2.08	5.33	22.31	21.08	21.94	65.29	59.95	1			

REDES ELECTRICA

Las redes eléctricas de nivel de tensión III (34.5kV) son las siguientes:

Código de Línea	UC	Cantidad (km)	Sobrepuesto	Nivel de tensión	Circuito	Sector
34.5 kV S-R	N3L11	27	S	III	Línea 34.5 kV SJG - Retorno	Rural
34.5 kV S-C	N3L11	70	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Calamar	Rural
34.5 kV S-Cap	N3L11	32	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Capricho	Rural
34.5 kV S-Boquerón	N3L11	62	N	III	Línea 34.5 kV SJG - Boquerón	Rural
Total, líneas 34.5 kV		191 km				

Redes y transformadores nivel de tensión II (132kV):

Cantidad de kilómetros de redes eléctricas construidos aproximadamente por cada circuito asociado a cada subestación.

Kilómetros de red en nivel de tensión II vigencia 2024

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito	(Km) 2023	(Km) 2024
1	C1	San José	II	Circuito 1	90	90
2	C2		II	Circuito 2	242	248
3	C3		II	Circuito 3	30	30
4	C4		II	Circuito 4	24	24
5	CC		II	Circuito Concordia	632	632
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	128	128

7	CR2	SA ESP	II	Circuito Retorno 2	176	176
8	RETLB01		II	Circuito Retorno-Calamar	407	463
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar rural 1	125	136
10	CCR2		II	Circuito Calamar rural 2	205	294
11	CCH1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	228	228
12	CCH2		II	Circuito Capricho 2	235	230
13	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	121	95
14	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	95	122
TOTAL, KILOMETROS					2738	2896

Kilómetros de red en nivel de tensión I vigencia 2024

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito	(Km) 2024
1	C1	San José	I	Circuito 1	195
2	C2		I	Circuito 2	129
3	C3		I	Circuito 3	78
4	C4		I	Circuito 4	65
5	CC		I	Circuito Concordia	275
6	CR1	Retorno	I	Circuito Retorno 1	64
7	CR2		I	Circuito Retorno 2	90
8	RETLB01		I	Circuito Retorno-Calamar	197
9	CCR1	Calamar	I	Circuito Calamar rural 1	78
10	CCR2		I	Circuito Calamar rural 2	98
11	CCH1	Capricho	I	Circuito Capricho 1	84
12	CCH2		I	Circuito Capricho 2	99
13	CBQ1	Boquerón	I	Circuito Boquerón 1	40
14	CBQ2		I	Circuito Boquerón 2	47
TOTAL, KILOMETROS					1539

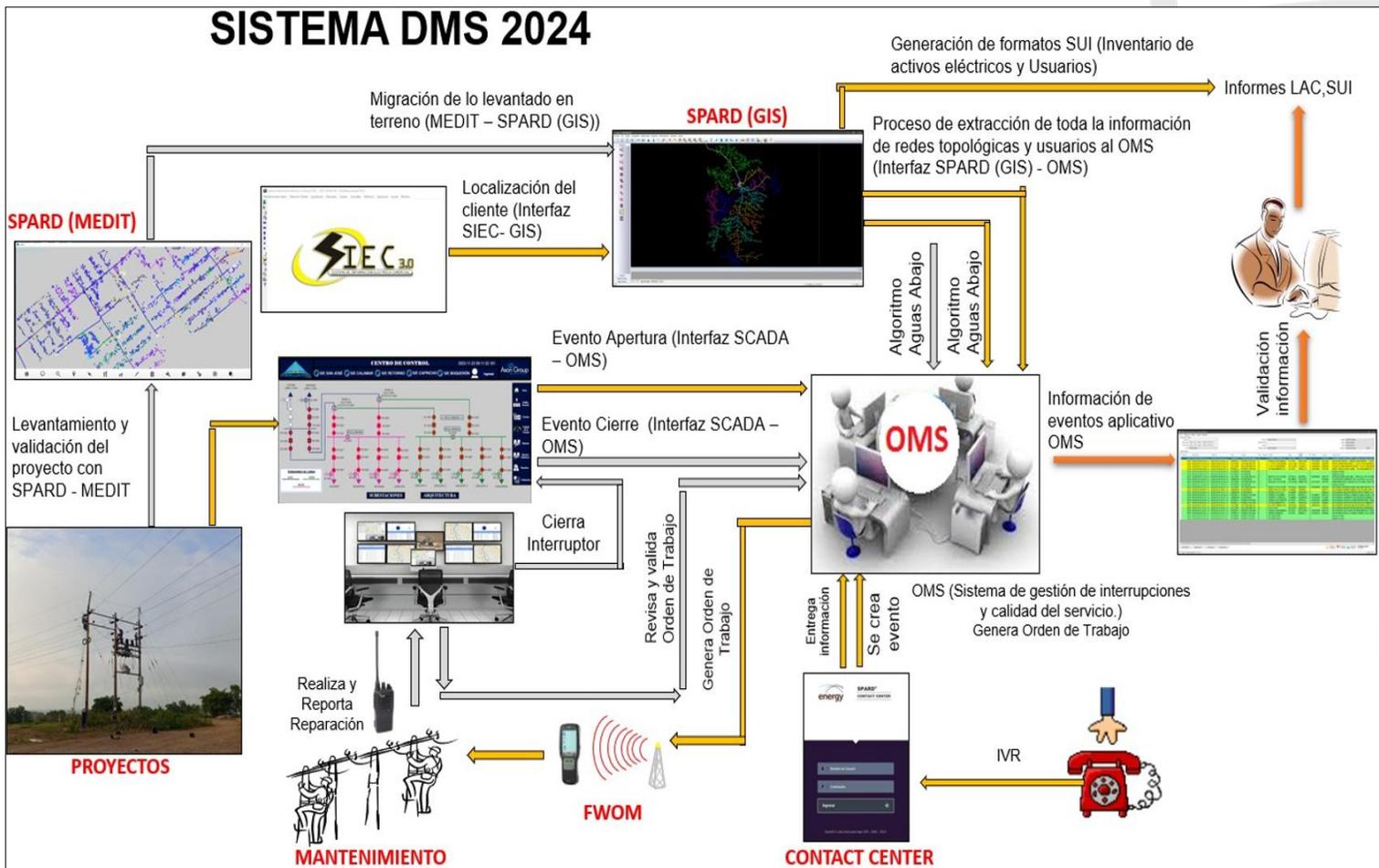
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN VIGENCIA (UN)

Ítem	Código de Línea	Subestación Inicial	Nivel de Tensión	Circuito	N° Transformadores 2023	N° Transformadores 2024
1	C1	San José	II	Circuito 1	245	275
2	C2		II	Circuito 2	355	368
3	C3		II	Circuito 3	150	153
4	C4		II	Circuito 4	95	103
5	CC		II	Circuito Concordia	589	612
6	CR1	Retorno	II	Circuito Retorno 1	138	139
7	CR2		II	Circuito Retorno 2	223	226
8	CRL		II	Circuito Retorno-Libertad	443	485
9	CCR1	Calamar	II	Circuito Calamar Urbano 1	135	136
10	CCR2		II	Circuito Calamar Rural 2	196	231
11	CCH1	Capricho	II	Circuito Capricho 1	201	206
12	CCH2		II	Circuito Capricho 2	229	237
13	CBQ1	Boquerón	II	Circuito Boquerón 1	115	102
14	CBQ2		II	Circuito Boquerón 2	101	123
TOTAL, Transformadores					3215	3396

SPARD Es una plataforma que cubre todas las necesidades de una empresa eléctrica de distribución, para analizar, optimizar, operar y gestionar sus redes eléctricas.

Por medio de las plataformas SPARD se pueden calcular todos los formatos de calidad del servicio, se tiene operativa y funcional la plataforma SPARD® OMS (Sistema de Gestión de Eventos), donde se realizan:

SPARD® OMS	AÑO 2023	AÑO 2024
Registro de Eventos (PQR) reportados por los usuarios	SI	SI
Registro de Eventos Programados (Mantenimientos)	NO	SI
Registro de Eventos Forzados (Circuitos y Transformadores)	NO	SI
Reporte de eventos diarios al LAC	NO	SI
Generación de los reportes de indicadores de calidad	NO	SI



Indicadores calidad del servicio.

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. La frecuencia de eventos percibida por cada usuario (SAIFI) fue de 17.59 veces, valor el cual presenta una desviación del -48.56% respecto a la meta (SAIFI_M2024 = 11.804); paralelamente el promedio anual de indisponibilidad del servicio (SAIDI) fue de 23.97 horas, el cual represento una desviación de 38.48% respecto a la meta (SAIDI_M2024 = 22.540), el indicador de tiempo de indisponibilidad se encuentra por debajo de la senda, cumpliendo la misma, esto gracias al avance significativo obtenido en la instalación de reconectores en los diferentes circuitos de las SE del OR, los cuales reducen notoriamente los tiempos de reconexión y restablecimiento del servicio, sin embargo queda por trabajar en la disminución de frecuencia de eventos, por lo cual en las vigencias futuras se planea realizar podas antes del ingreso de la temporada de lluvias y trenzar redes en zonas con alta vegetación.

RESUMEN PLAN DE INVERSIÓN APROBADO

Teniendo en cuenta que el plan de inversión fue aprobado para el horizonte desde el 2019 hasta el 2023 de acuerdo con el periodo tarifarios para Energüaviare SA ESP, el OR estuvo realizando avance de los proyectos que aún se encontraban pendiente de ejecutar al 100%, siendo así que, se presenta la ejecución real acumulada a corte 2024:

Ejecución real acumulada a corte 2024

Energüaviare S.A. E.S.P. en pro de mejorar la calidad del servicio culminó su avance en el proyecto 9 donde se relaciona la generalidad de este proyecto:

ID	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	VALOR REGULATORIO APROBADO	TIPO DE INVERSIÓN	NIVEL DE TENSIÓN	CANTIDADES DE UC	OPERACIÓN PLANEADA
009	Instalar dispositivos de corte y maniobra teledirigidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de las subestaciones, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	\$ 1.211.850.000	IV	3 & 2	20 N2EQ35 5 N3EQ5	2021

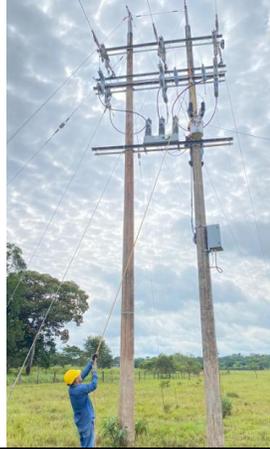
Avance de ejecución periodo 2024:

Proyecto 9:

El proyecto 9 tiene como objetivo la instalación de 20 reconectores nivel de tensión 2 (13.8 kV) y 5 reconectores nivel de tensión 3 (34.5 kV), en los diferentes circuitos del operador de red, su entrada en operación fue proyectada para el año 2021, sin embargo, a corte de diciembre del año 2022, el avance acumulado del proyecto era del 34.6%, para el periodo 2023 se realizó la instalación de 13 reconectores en las diferentes redes del nivel de tensión 2, junto con el reemplazo del reconector de cabecera del C3 de la SE de San José del Guaviare para completarse una ejecución del 89.2% del proyecto 9. Para corte del

año 2024 se instalaron y se pusieron en funcionamiento los re conectadores de nivel de tensión 3 (34.5KV)

La instalación de los 4 re conectadores en mención se ilustran a continuación:

			
Montaje e instalación del re conectador de línea de 34.5kV en la Leona de San José – Retorno, Circuito 34.5KV San José - Retorno.	Montaje e instalación del re conectador de línea de 34.5kV en la Libertad de San José – Calamar, Circuito 34.5KV San José - Calamar.	Montaje e instalación del re conectador de línea de 34.5kV en TresTejas de San José – Capricho, Circuito 34.5KV San José - Capricho	Montaje e instalación del re conectador de línea de 34.5kV en Casa Bonita de San José – Boquerón, Circuito 34.5KV San José – Boquerón.

Al final del presente informe se anexan los soportes de ejecución real de trabajos de Reposición y/o modernización de subestaciones TRMS reportados al SUI a través de los formatos TT12. *Informe Ejecución Real Mensual TRMS_Formato TT12_Julio de 2024 y Informe Ejecución Real Mensual TRMS_Formato TT12_Abril de 2024.*

Metas propuestas del Plan para la 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), son los siguientes:

INDICADORES DE REFERENCIA CALIDAD MEDIA		
VARIABLE	UNIDAD	VALOR
SAIDI_Rj	HORAS	37,177
SAIFI_Rj	VECES	19,472

Nota: Los indicadores de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** son relacionados conforme a la resolución CREG 140 del 2021.

Metas anuales de calidad media para el indicador de duración de eventos, horas. (SAIDI_Rj)

Metas anuales							Res 501 095 2024
INDICADOR	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIDI	37,177	34,20284	31,4666128	28,9492838	26,6333411	24,5026738	22,540

Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia de eventos, veces. (SAIFI_Rj)

Metas anuales							Res 501 095 2024
INDICADOR	REFERENCIA	2019	2020	2021	2022	2023	2024
SAIFI	19,472	17,91424	16,4811008	15,1626127	13,9496037	12,8336354	11,804

Indicadores de calidad individual de duración de eventos.

DIUG NIVELES DE TENSION 2 Y 3 (Horas)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	150,46	138,36
3	-	-	-

Tabla 1. DIUG niveles de tensión 2 y 3 (HORAS).

DIUG NIVEL DE TENSION 1 (Horas)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	151,16	151,16
3	-	-	-

Tabla 2. DIUG nivel de tensión 1 (HORAS).

Indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos.

FIUG NIVELES DE TENSION 2 Y 3 (Veces)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	48	48
3	-	-	-

Tabla 3. FIUG niveles de tensión 2 y 3 (Veces).

FIUG NIVEL DE TENSION 1 (Veces)			
Riesgo	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
1	-	-	-
2	-	49	49
3	-	-	-

Tabla 4. FIUG nivel de tensión 1 (Veces).

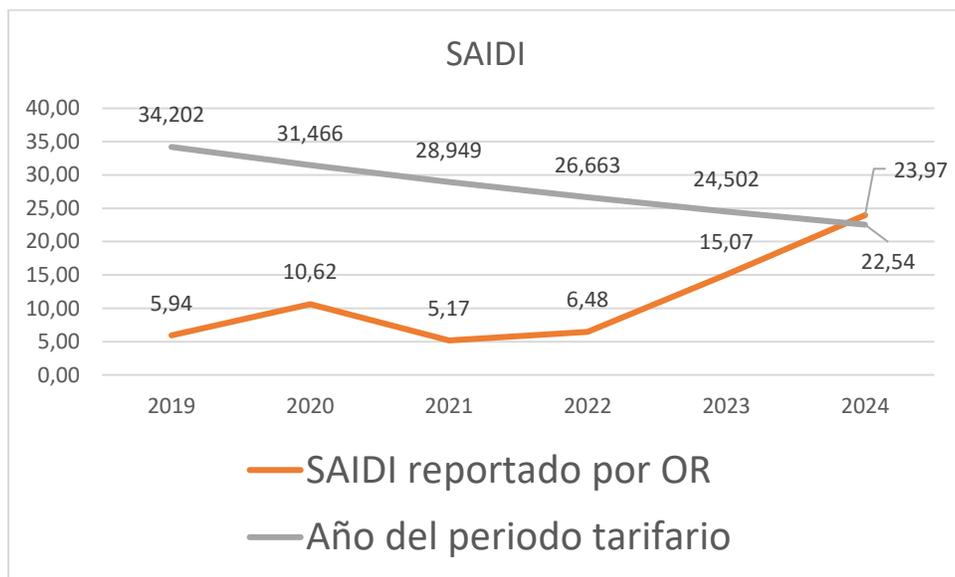
Índices de referencia perdidas eficientes.

Los índices de pérdidas eficientes, $Pe_{j,n}$ en los niveles de tensión 3, 2 y 1, son los siguientes:

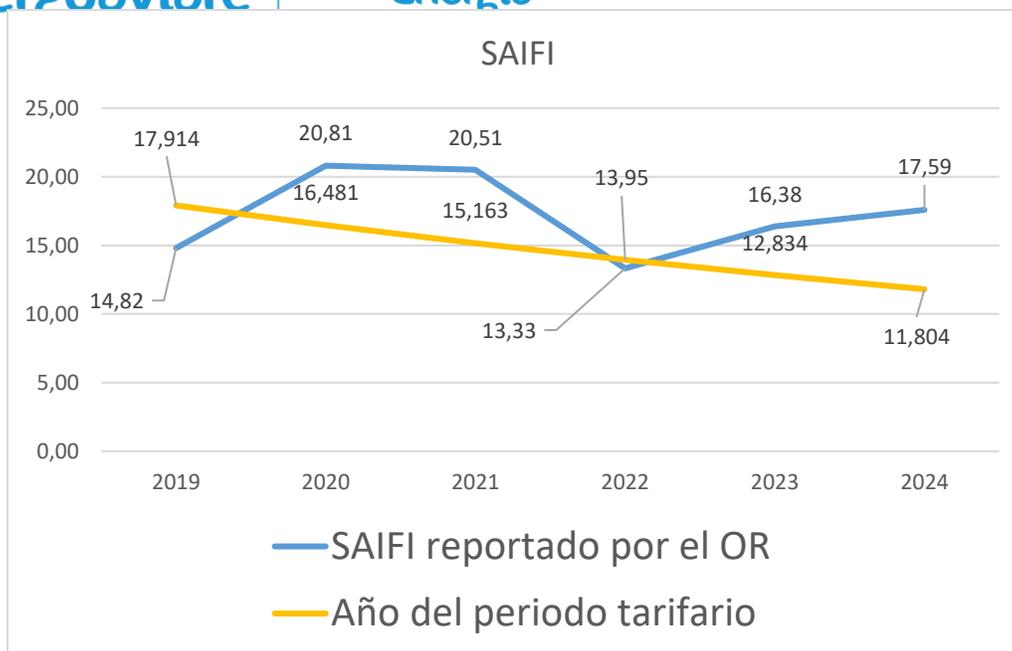
VARIABLE	VALOR
Pe _{j,3}	0,58%
Pe _{j,2}	2,05%
Pe _{j,1}	5,78%

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 SAIDI (Indicador promedio de horas anuales de indisponibilidad del servicio) presentó un desempeño de 23.97 horas, indicador que presentó una desviación del 6,34%, no cumpliendo con la meta anual establecida.



El indicador SAIFI (promedio anual de la frecuencia de las interrupciones del servicio) presentó un desempeño de 17.59 veces; valor que cumple supero la senda anual proyectada, con una desviación negativa del 48%; una de las causales de lo anterior se debe al registro de nuevos puntos de medida que aumenta el registro de información en el cálculo de los indicadores.



En este contexto se observa que por inversiones en el marco de la Resolución CREG 015 se presentó 23,97 horas de indisponibilidad y 17,59 veces de salidas promedio a los usuarios.

Desempeño 2024		
Indicador	Resultado	Meta
SAIFI	17,59	11.804
SAIDI	23.97	22.540

Plan de reducción de pérdidas

El Gobierno Nacional expidió el Decreto 387 de 2007 y ordenó a la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG):

1. Incentivar la implementación de planes de reducción de pérdidas.
2. Reconocer a los OR los costos eficientes del Plan.
3. Trasladar a los usuarios el costo eficiente del plan Usuarios SDL, STR y STN.

En virtud de lo anterior la Comisión implemento las resoluciones CREG 172 de 2011, proyectos de resolución CREG 024, 176 de 2016 y la Resolución CREG 015 de 2018, Por la cual se establece la metodología para la implementación de los Planes de reducción de pérdidas no técnicas en los Sistemas de Distribución Local.

Para la gestión de pérdidas de la Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare, se diseñó el siguiente un plan de reducción y mantenimiento de pérdidas basado en el capítulo 7.3 de la resolución CREG 015 de 2018.

En la siguiente figura se presenta la senda a seguir, propuesta en el Plan de Reducción de Pérdidas.

Año	Variable (%)	
2018	IPT _{j,0} ; Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan	20,86%
Metas de la senda de reducción de pérdidas aprobada por resolución CREG 140/2021		
2019	Periodo de evaluación 1, IPTS _{j,1}	19,79%
2020	Periodo de evaluación 2, IPTS _{j,2}	18,99%
2021	Periodo de evaluación 3, IPTS _{j,3}	18,35%
2022	Periodo de evaluación 4, IPTS _{j,4}	17,70%
2023	Periodo de evaluación 5, IPTS _{j,5}	17,04%
2024	Periodo de evaluación 6, IPTS _{j,6}	16,39%
2025	Periodo de evaluación 7, IPTS _{j,7}	15,74%
2026	Periodo de evaluación 8, IPTS _{j,8}	15,95%
2027	Periodo de evaluación 9, IPTS _{j,9}	15,41%
2028	Periodo de evaluación 10, IPTS _{j,10}	15,40%

Actividades para ejecutar con recursos CPROG

De acuerdo con el plan de reducción de pérdidas, las actividades a ejecutar por año se presentan en la siguiente tabla:

INVERSIÓN EN UNIDADES NO CONSTRUCTIVAS													
EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.													
PLAN DE REDUCCIÓN Y DE MANTENIMIENTO DE PERDIDAS ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.													
LÍNEA	NOMBRE	DESCRIPCIÓN	COSTO ANUAL EN PESOS (\$)										
			2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
INVERSIÓN CTP	Macromedida	Instalación de macromedida en transformadores de distribución	\$ -	\$ -	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 60.000.000	\$ 480.000.000
	Macromedida	Instalación de macromedida en cabecera de circuitos				\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 160.000.000	\$ 1.120.000.000
	Software macromedida	Desarrollo de Software y comunicaciones con soporte técnico para sistema de medición centralizado y balances de pérdidas	50.000.000	50.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	100.000.000	\$ 900.000.000
TOTAL INVERSIÓN CTP:			\$ 50.000.000	\$ 50.000.000	\$ 160.000.000	\$ 320.000.000	\$ 2.500.000.000						
AOM Pérdidas	Reposición de medidores obsoletos	Reposición de medidores electromecánicos y electrónicos obsoletos con desviación en la medida con normalización de la acometida cumpliendo RETIE.	\$ 432.858.750	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 197.317.500	\$ 2.208.716.250
	Anomalia en la medida	Detección de usuarios con conexiones no autorizadas y anomalia en la medida.	\$ 144.286.250	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 65.772.500	\$ 736.238.750
	Equipos	Equipos y herramientas para detección de pérdidas	\$ 99.412.344	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 28.080.000	\$ 352.132.344
	Socialización	Desarrollar programas de socialización de URE, normalización de acometidas y medidores.	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 25.000.000	\$ 250.000.000
TOTAL AOM PÉRDIDAS:			\$ 701.557.344	\$ 316.170.000	\$ 3.547.087.344								
TOTAL PLAN:			\$ 6.047.087.344										

Inversión anual por actividad

Desde el año de la presentación del plan a la CREG, Energúaviare SA ESP inició las actividades, previo a la aprobación del plan. Por lo tanto, la inversión se hizo en personal técnico y administrativo, lo cual se reflejó en los indicadores de los años 2019 y 2020.

Para el año 2022 se hizo una significativa inversión que cubrió la totalidad de los puntos referentes a las siguientes actividades:

- Instalación de macromedida en cabecera de circuitos.

- Desarrollo de software y comunicaciones con soporte técnico para sistema de medición centralizado y balances de pérdidas.

Las generalidades de las actividades desarrolladas en el presente periodo

Actividad contractual	Municipio de ejecución	Descripción
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación San José del Guaviare nivel de tensión II (C1, C2, C3, C4 y CC).	SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	Circuito 1 13,2kV
		Circuito 2 13,2kV
		Circuito 3 13,2kV
		Circuito 4 13,2kV
		Circuito Concordia 13,2kV
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación San José del Guaviare nivel de tensión III (Cret, Ccal, Ccap y CBoq).	SAN JOSE DEL GUAVIARE	Circuito Retorno 34,5kV
		Circuito Calamar 34,5kV
		Circuito Salida Capricho 34,5kV
		Circuito Boquerón 34,5kV
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito de las celdas de la subestación Retorno nivel de tensión II (CR1, CR2 y CL).	EL RETORNO	Circuito 1 13,2kV Retorno
		Circuito 2 13,2kV Retorno
		Circuito Rural 13,2kV Retorno
Medición de energía y Calidad de la potencia eléctrica en cabecera de circuito en los porticos de la subestación Calamar nivel de tensión II (CCR1 y CCR2).	CALAMAR	Circuito 1 13,2kV Calamar
		Circuito 2 13,2kV Calamar
Medición de energía en cabecera de circuito en los porticos de la subestación Capricho nivel de tensión II (CCP1 y CCP2).	CAPRICH0	Circuito 1 13,2kV Capricho
		Circuito 2 13,2kV Capricho
Reposición de juego de transformadores de medida de 34,5kV para las subestaciones Calamar y Capricho.	CALAMAR Y CAPRICH0	Circuito Entrada Capricho 34,5kV
		Circuito Entrada Calamar 34,5kV

La actividad correspondiente a la macromedida en transformadores de distribución queda para desarrollarse de acuerdo con la inversión anual proyectada en el plan.





En el año 2023 se presentó la novedad de falla que quemó algunos equipos de macro medida en las cabeceras de las subestaciones de calamar y capricho, en el caso de la subestación Calamar y Capricho se reemplazó los instrumentos de medida tanto de corriente como de tensión del barraje de entrada de 34.5 kV, los equipos reemplazados se describen a continuación:

Equipos	Código UC
6 transformadores de corriente	N3EQ27
6 transformadores de tensión	N3EQ11

Para el año 2024 se presentó la novedad de falla en la medida de los equipos de instrumentos debido, posiblemente a daños por descargas atmosféricas que quemó algunos equipos de macro medida en las cabeceras de 13.2kV de las subestaciones de calamar y Boquerón, en el caso de la subestación Calamar en la cabecera CCR1 y Boquerón CBQ1 se reemplazó los instrumentos de medida tanto de corriente de sus cabeceras de 13.2kV, los equipos reemplazados se describen a continuación:

Equipos	Código UC
6 transformadores de corriente (3 en la cabecera CCR1 de la SE Calamar y 3 en la cabecera CBQ1 de la SE Boquerón.	N2EQ40

Actividades para desarrollar con recursos CEPROG

En la resolución la CREG 028 de 2021 se aprueba a Energüaviare SA ESP las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica. En el artículo 16 de esta resolución, se aprueba de manera específica la variable Costo Anual del Plan de Gestión de Pérdidas (CAP), por un valor de 232'340.767

de pesos de diciembre de 2017. Con esta aprobación, Energüaviare SA ESP podrá obtener vía tarifa recursos anuales por este valor para financiar las actividades del plan de reducción de pérdidas.

El siguiente es el costo de reposición de referencia aprobado mediante la misma Resolución CREG 028 de 2021:

Variable	Pesos de diciembre de 2017
CRR_j	61.213.998.117
$Crr_{j,4}$	41.465.516.363
$Crr_{j,3}$	2.315.440.998
$Crr_{j,2}$	10.694.396.117
$Crr_{j,1}$	6.738.644.640

Tabla 5. Costo de reposición de referencia

Cumplimiento de la meta de reducción de pérdidas de energía.

La senda del plan de reducción de pérdidas tiene como punto de inicio el Índice de pérdidas totales (IPT) a octubre del año 2018, correspondiente a 20,86%; para el año 2024 la evaluación definitiva del índice de pérdidas totales (IPT) de Energüaviare SA ESP fue de 16.45%, el cual se encuentra por debajo de la meta proyectada en la senda que es de un 17,04% para el año 2023.

Año	Variable (%)		
2018	IPT _{j,0} ; Índice de pérdidas totales del mercado atendido por el OR j al inicio del plan	20,86%	18,10%
	Metas de la senda de reducción de pérdidas aprobada por resolución CREG 140/2021		Índice de pérdidas final del periodo, referido a nivel de tensión IV.
2019	Periodo de evaluación 1, IPTS _{j,1}	19,79%	17,57%
2020	Periodo de evaluación 2, IPTS _{j,2}	18,99%	17,03%
2021	Periodo de evaluación 3, IPTS _{j,3}	18,35%	15,67%
2022	Periodo de evaluación 4, IPTS _{j,4}	17,70%	15,34%
2023	Periodo de evaluación 5, IPTS _{j,5}	17,04%	16,45%
2024	Periodo de evaluación 6, IPTS _{j,6}	16,39%	
2025	Periodo de evaluación 7, IPTS _{j,7}	15,74%	
2026	Periodo de evaluación 8, IPTS _{j,8}	15,95%	
2027	Periodo de evaluación 9, IPTS _{j,9}	15,41%	
2028	Periodo de evaluación 10, IPTS _{j,10}	15,40%	

DESVIACIONES DEL PLAN DE INVERSIÓN

Para la ejecución de las actividades durante el año 6 (2024) no se encontraba un plan de inversión vigente, no obstante, se realizaron actividades para complementar a la ejecución del 100% lo relacionado al proyecto 9 con la instalación de 4 equipos de corte y maniobra

para las línea de 34.5KV desde la subestación San José hasta las subestaciones Retorno, Calamar, Capricho y Boquerón.

INVERSIONES ASOCIADAS AL ESQUEMA DE CALIDAD DEL SERVICIO

Para el periodo de reporte se ejecutaron diferentes proyectos orientados al mejoramiento de la calidad del servicio, como lo es el proyecto 9, en los cuales se instalaron la totalidad de 4 reconectores en el nivel de tensión 3, en los circuitos del Sistema de Distribución Local operados por la compañía.

GESTIÓN DE ACTIVOS

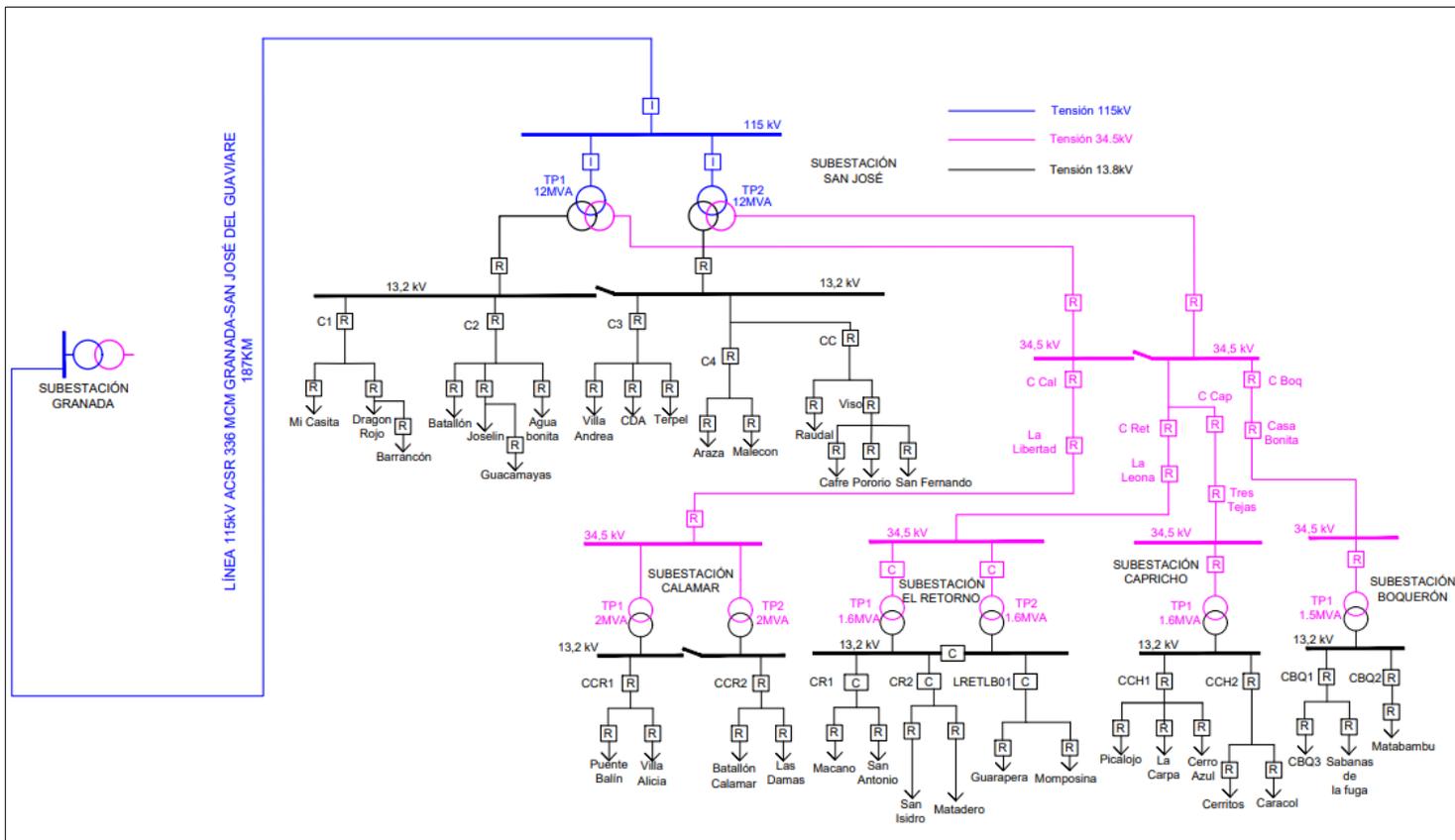
Para la implementación y certificación de un sistema de gestión de activos acorde con la norma ISO 55001, ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. está haciendo un diagnóstico de las brechas frente al cumplimiento de la norma y el plan de trabajo, aun no se realizan las inversiones para la implementación de dicho sistema por temas presupuestales de la empresa.

UC ESPECIALES

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. no cuenta en su plan de inversión con Unidades Constructivas especiales.

DIAGRAMAS UNIFILARES DEL SISTEMA

Diagramas unifilares del sistema, actualizado al 31 de diciembre del año 2024 es el siguiente:



Nota: Buscar en los anexos “Diagrama Unifilar ENERGUAVIARE – corte 31 de diciembre del 2024 (Formato PDF).”.

FORMATOS

Los formatos; resumen de la ejecución de los planes de inversión y para el reporte de activos, se envían en carpeta comprimida

Nombre	Tipo	Tamaño
Informe de Ejecución PI 2024	Documento de Mi...	18.760 KB
ENERGUAVIARE_INVA_Año2024	Hoja de cálculo d...	182 KB
ENERGUAVIARE_BRAFO_Año2024_Rev2	Hoja de cálculo d...	170 KB
ENERGUAVIARE_INVTR_Año2024_Rev2	Hoja de cálculo d...	148 KB
Resumen_Año2024_Rev_2	Hoja de cálculo d...	468 KB
ENERGUAVIARE_BRA0_Rev2	Hoja de cálculo d...	3.417 KB
OR_ENERGUAVIARE_CREG_2024.gdb (1)	Archivo WinRAR	122 KB
SD-D-001 (DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACIONES ENERGUAVIARE SA ESP	PDF Document	555 KB