Memoria de cálculo RETIE del diseño eléctrico para la red de distribución eléctrica de media y baja tensión para la vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán, municipio de Yopal-Casanare

Presentado por

José Alejandro Noy Estrada

Alison Daniela Nuñez Martínez

Director

Rolando Andrés Rincón Saravia, MBA

Magíster en Dirección de Empresas

Codirector

Oscar Arnulfo Quiroga Quiroga, PhD, MSc

Doctor en Tecnología

Magíster en Informática Industrial y Automática

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicomecánicas

Escuela de Ingenierías Eléctrica, Electrónica y de Telecomunicaciones (E3T)

Bucaramanga

2026

Tabla de contenido

1. Descripción del proyecto 6
1.1 Objetivo. 6
1.2 Información general del proyecto 6
1.3 Normas y documentos usados 7
1.4 Disponibilidad de energía 7
2. (A) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. 8
3. (B) Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. 9
4. (C) Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos 10
4.1 Carga inicial 10
4.2 Carga futura 10
4.3 Comparación de crecimiento 11
4.4 Factor de potencia 12
4.5 Consideraciones de armónicos 12
5. (D) Coordinación de aislamiento eléctrico. 13
6. (E) Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. 14
7. (F) Análisis del nivel tensión requerido. 16
8. (G) Cálculos de campos electromagnéticos. 16
8.1 Corriente máxima 16
8.2 Corrientes de fase 16
8.3 Campo eléctrico 17
8.4 Densidad de flujo magnético 18
9. (H) Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga 19
10. (I) Sistema puesta a tierra 20
10.1 Ejecución constructiva del SPT 21
10.2 Bajante principal del poste 21
10.3 Conexión de los DPS 21
10.4 Conexión del transformador 22
10.5 Puesta a tierra de una cruceta metálica 22
10.6 Integración del cable de guarda 23
11. (J) Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. 23
12. (K) Verificación de los conductores. 24
12.1 Capacidad térmica ante cortocircuito 24
12.2 Tiempo de despeje de la protección 25
13. (L) Cálculos mecánicos y de estructuras. 25
14. (M) Cálculo y coordinación de protecciones. 25
15. (N) Cálculo de canalizaciones. 27
16. (O) Cálculos de pérdidas de energía. 27
16.1 Factor de carga y factor de pérdidas. 27
16.2 Pérdidas de potencia activa 27
16.3 Pérdidas de energía 28
16.4 Cálculo de pérdidas de energía de la red. 28
17. (P) Cálculos de regulación. 30

18. (Q) Áreas clasificadas como peligrosas. 31
19. (R) Diagramas unifilares. 31
20. (S) Elaboración de planos. 31
21. (T) Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. 31
22. (U) Distancias de seguridad. 31
22.1 Datos de diseño 32
22.2 Evaluación de alturas libres 32
22.3 Identificación de cruces viales 33
22.4 Evaluación de los cruces 34
22.5 Edificaciones próximas 35
22.6 Áreas cultivadas y zona rural 35
22.7 Separación entre conductores 36
22.8 Servidumbre 36
23. (V) Justificación técnica de desviación de la norma 36
24. (W) Otros estudios 36
25. (X) Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales. 36
Referencias 37

Apéndices

Los apéndices se encuentran adjuntos en el repositorio del proyecto:

Apéndice A. Información inicial del proyecto para la caracterización energética de las fincas.

Apéndice B. Matriz de riesgo

Apéndice C. Evaluación de riesgo

Apéndice D. Estimación del consumo actual y proyección de la demanda eléctrica

Apéndice E. Cuadro de cargas y acometidas

Apéndice F. Cálculos eléctricos

Apéndice G. Sistema puesta a tierra

Apéndice H. Detalles constructivos del SPT

Apéndice I. Selección del conductor eléctrico

Apéndice I. Selección del conductor eléctrico

Apéndice K. Plano eléctricos

Lista de tablas

Tabla 1. Datos generales del proyecto 6
Tabla 2. Matriz de riesgo (Factor de riesgo por cortocircuito). 9
Tabla 3. Carga inicial identificada por finca 10
Tabla 4. Carga futura de diseño por finca 11
Tabla 5. Crecimiento de la carga aparente por finca 11
Tabla 6. Sensibilidad de la carga futura ante THDi = 15 % 12
Tabla 7. coordinación de aislamiento del proyecto 13
Tabla 8. Tensiones de coordinación requerida 13
Tabla 9. Estudio cortocircuito. LSPS Susol Design. 15
Tabla 10. Configuración y corriente máxima por ruta 16
Tabla 11. Resultados de campos electromagnéticos 18
Tabla 12. Corriente eficaz, potencia equivalente y cargabilidad de los transformadores 19
Tabla 13. Datos de diseño del SPT 20
Tabla 14. Configuración del SPT en postes de transformación 20
Tabla 15. Configuración del SPT en postes con cable de guarda 21
Tabla 16. Conductores evaluados para la selección 23
Tabla 17. Resultado de las verificaciones del conductor 25
Tabla 18.Suma de corrientes al cuadrado por ruta 28
Tabla 19. Pérdidas de potencia y energía por ruta 28
Tabla 20. Máxima regulación de tensión 30
Tabla 21. Distancias mínimas de seguridad aplicables a 13,2 kV 31
Tabla 22. Datos de diseño de la red aérea 32
Tabla 23. Flecha, altura libre y margen de seguridad por ruta a 60 °C 32

Lista de figuras

Figura 1. Diagrama unifilar para análisis de cortocircuito. LSPS Susol Design. 14
Figura 2. Potencia aparente equivalente frente a la capacidad nominal 19
Figura 3. Coordinación de protecciones. LSPS Susol T-C Curve. 26
Figura 4. Pérdidas de potencia por ruta a 13,2 kV 29
Figura 5. Regulación de tensión por ruta a 13.2 KV 30
Figura 6. Altura libre del conductor por ruta frente al mínimo RETIE 33
Figura 7. Trazado general de la red aérea y ubicación de los principales puntos del proyecto. 34
Figura 8. Zonas de cruce vial identificadas en el trazado de la red aérea 34

1. Descripción del proyecto

El presente proyecto desarrolla el diseño de la red de distribución eléctrica de media y baja tensión para la vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán, municipio de Yopal, Casanare. La iniciativa surge ante la ausencia de un sistema de suministro eléctrico conectado a la red pública en la zona de estudio.

El diseño está dirigido a cinco fincas ubicadas en la vereda: El Oasis, La Ponderosa, El Zafiro, El Orión y Antares. Actualmente, estas propiedades cuentan únicamente con sistemas fotovoltaicos y equipos de generación, los cuales permiten cubrir solo una parte de la demanda de energía eléctrica requerida por cada vivienda.

La zona se caracteriza principalmente por el desarrollo de actividades agrícolas y ganaderas, por esta razón, la falta de un suministro de energía continuo y seguro afecta tanto las necesidades básicas de sus habitantes como el desarrollo de las actividades productivas y las posibilidades de crecimiento de la zona.

1.1 Objetivo

Diseñar la red de distribución eléctrica de media y baja tensión para la vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán, municipio de Yopal, Casanare, garantizando el cumplimiento de los requisitos técnicos y normativos vigentes, así como las condiciones requeridas para su correcta operación ante el operador de red ENERCA S.A. E.S.P.

El diseño establece los criterios técnicos para la selección de conductores, protecciones, transformadores y demás componentes del sistema eléctrico, con el propósito de proporcionar un suministro de energía seguro y confiable que contribuya al mejoramiento de las condiciones de vida y al desarrollo productivo de la comunidad.

1.2 Información general del proyecto

Tabla 1. Datos generales del proyecto

Nombre del proyecto	Diseño de la red de distribución eléctrica de media y baja tensión para la vereda Matanegra		
Localización	Zona rural		
	Departamento	Casanare	
	Municipio	Yopal	
	Corregimiento	Tilodiran	
	Vereda	Matanegra	
Nuemro de usuarios	5		
Potencia por transformador	15 KVA		
Capacidad total instalada	75 KVA		
Tipo de red	Red aérea		
Longitud de red MT	14,285 km		
Conductor de MT	ACSR Sparrow 2 AWG		



1.3 Normas y documentos usados

El diseño de la alternativa de la red aérea de distribución se desarrolla con base en la reglamentación eléctrica vigente y en los criterios técnicos aplicables al nivel de tensión del proyecto. Estos documentos se emplean para definir condiciones de seguridad, selección de conductores y equipos, parámetros eléctricos, protecciones, puesta a tierra, canalizaciones y criterios constructivos.

- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE. Se utiliza como referencia principal para establecer los requisitos de seguridad aplicables a las instalaciones eléctricas, distancias de seguridad, sistemas de puesta a tierra, protección contra contactos eléctricos y condiciones generales de construcción y operación.
- Norma Técnica Colombiana NTC 2050 – Código Eléctrico Colombiano. Se emplea para los criterios relacionados con conductores, canalizaciones, protección de circuitos, métodos de instalación, dimensionamiento y condiciones particulares de las instalaciones de baja y media tensión.
- Normas de construcción de redes de media y baja tensión de ENERCA S.A. E.S.P. Normatividad del operador de red para definir estructuras, materiales, equipos, protecciones, postes, transformadores, acometidas, sistemas de puesta a tierra y demás criterios constructivos aplicables al proyecto.
- Normas y documentos técnicos de la Empresa de Energía de Boyacá – EBSA. Se utilizan como referencia complementaria para el desarrollo de cálculos eléctricos relacionados con capacidad de corriente, regulación de tensión, pérdidas de potencia, selección de conductores y criterios de protección.
- Resoluciones y regulación de la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG. Se consideran para la clasificación del sistema de distribución y los criterios asociados al nivel de tensión correspondiente a la red proyectada.

La aplicación conjunta de estos documentos permite establecer los criterios para el desarrollo de los cálculos eléctricos, manteniendo como referencia principal las exigencias del operador de red ENERCA S.A. E.S.P. para la zona del proyecto.

1.4 Disponibilidad de energía

El servicio de energía eléctrica en la zona del proyecto es atendido por ENERCA S.A. E.S.P.. Mediante el concepto de factibilidad correspondiente a la solicitud de servicio No. 4973, el operador de red informó una capacidad disponible de 5 kVA en el punto de conexión señalado sobre la red existente.

El proyecto contempla una capacidad total instalada de 75 kVA**,** correspondiente a cinco transformadores de 15 kVA.

Al comparar la capacidad requerida para el proyecto con la disponibilidad informada por el operador de red, se evidencia que los 5 kVA actualmente disponibles no son suficientes para atender la demanda asociada a los predios estudiados. Por esta razón, el diseño de las alternativas aérea se desarrolla considerando la capacidad total requerida y las condiciones técnicas establecidas por ENERCA para el proceso de conexión.

2. (A) Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

El análisis de riesgos se realiza para las alternativas aérea mediante la metodología establecida en el RETIE, relacionando el evento eléctrico, el factor de riesgo, su fuente, la probabilidad de ocurrencia y las posibles consecuencias sobre las personas, los aspectos económicos, el ambiente y la continuidad del servicio.

La metodología aplicada para la evaluación de riesgos eléctricos en la red aérea es la siguiente:

- Definir el factor de riesgo que se desea evaluar.
- Identificar si el riesgo corresponde a una condición potencial o real.
- Determinar las posibles consecuencias sobre las personas, los aspectos económicos, el medio ambiente y la continuidad del servicio.
- Establecer el nivel de consecuencia y la frecuencia asociada al evento analizado.
- Ubicar el resultado dentro de la matriz de riesgo correspondiente.
- Repetir el procedimiento para cada uno de los factores de riesgo identificados en la alternativa evaluada.
- Seleccionar el caso más crítico obtenido, el cual representa el nivel final de riesgo.

En la red aérea, el análisis contempla los riesgos asociados a la exposición directa de conductores, equipos y estructuras de soporte. Se evalúan condiciones como arcos eléctricos, contacto directo e indirecto, cortocircuitos, sobrecargas, descargas atmosféricas y sobretensiones, además de las tensiones de paso, contacto y transferida que pueden presentarse durante una falla. También se consideran posibles fallas en postes, aisladores, herrajes, retenidas y conductores, así como la interrupción del servicio por eventos eléctricos o deterioro de los elementos de la red. Para cada caso se definen las medidas de control relacionadas con puesta a tierra, coordinación de protecciones, distancias de seguridad, aislamiento, apantallamiento, inspección y mantenimiento de la infraestructura.

A continuación, se presenta un ejemplo de la evaluación realizada para el factor de riesgo de cortocircuito. El análisis completo para las alternativas se desarrolla en el **Apéndice B. Matriz de riesgos eléctricos.**

Tabla 2. Matriz de riesgo (Factor de riesgo por cortocircuito).

FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO										
POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento o empalmes, aproximación entre fases, rotura de conductor, error de montaje, objetos extraños, viento, humedad, impacto de maquinaria o descarga atmosférica.										
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Coordinar cortacircuitos fusibles; verificar separaciones, aislamiento, flechas y capacidad térmica; usar materiales certificados; controlar el tendido y revisar empalmes antes de energizar.										
RIESGO A EVALUAR:		Arco, incendio y daño de equipos	por	Cortocircuito	(al) o (en)	CONDUCTORES, AISLADORES Y				
		EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE				
RIESGO POTENCIAL ☒			RIESGO MATERIALIZADO ☐			PROBABILIDAD				
						E	D	C	B	A
		En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS		Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
		Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
		Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
		Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
		Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:				MP:			FECHA:	05/08/2026			
Lugar de evaluación:		Matanegra, Tilodirán, Yopal, Casanare									

RETIE: Tabla 1.5.1.4.1.a. Matriz para análisis de riesgos

3. (B) Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección.

Para la red aérea se analiza la exposición de la red a descargas atmosféricas, considerando impactos directos y cercanos, fallas de aislamiento, sobretensiones e interrupciones del servicio. La evaluación comprende el impacto sobre conductores y apoyos, el comportamiento del aislamiento, la afectación de equipos y la posible indisponibilidad de la red.

Como parte del diseño, la red aérea dispone de cable de guarda ACSR No. 2 continuo, con un ángulo de protección máximo de 30°. Para los apoyos representativos se obtiene un ángulo de 29,74°, mientras que la coordinación del aislamiento se establece con un BIL de 110 kV. En los postes de transformación se incorporan además DPS de 12 kV–10 kA por fase, coordinados con el nivel básico de aislamiento.

Estas medidas buscan reducir la incidencia directa de las descargas sobre los conductores y limitar las sobretensiones que puedan propagarse hacia los transformadores y demás equipos conectados a la red. El desarrollo completo del análisis y los resultados obtenidos se presentan en el **Apéndice C. Análisis de riesgos por descargas atmosféricas y medidas de protección**.

4. (C) Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

El análisis de cargas del proyecto se desarrolla a partir de la información correspondiente a las cinco fincas incluidas dentro del área de estudio, con el fin de establecer la condición actual de consumo y la demanda prevista para el diseño de la red de distribución de 13,2 kV. Para ello se consideran las cargas identificadas en cada finca, la proyección de crecimiento y el comportamiento del factor de potencia.

4.1 Carga inicial

La carga inicial representa la condición actual encontrada en los predios analizados, esta información la podemos observar a continuación:

Tabla 3. Carga inicial identificada por finca

Finca	P inicial (kW)	Q inicial (kVAr)	S inicial (kVA)	FP
Antares	1,270	0,258	1,30	0,98
El Oasis	1,270	0,258	1,30	0,98
El Orión	2,548	0,517	2,60	0,98
La Ponderosa	2,480	0,504	2,53	0,98
El Zafiro	0,216	0,044	0,22	0,98
Total	7,784	1,581	7,95	0,98

4.2 Carga futura

La condición futura corresponde a la demanda máxima definida para cada acometida e incorpora el crecimiento residencial y agropecuario previsto.

Tabla 4. Carga futura de diseño por finca

Finca	P futura (kW)	Q futura (kVAr)	S futura (kVA)	FP
Antares	9,03	2,97	9,50	0,95
El Oasis	10,04	3,30	10,57	0,95
El Orión	10,79	3,55	11,36	0,95
La Ponderosa	11,18	3,68	11,77	0,95
El Zafiro	8,53	2,80	8,98	0,95
Total	49,57	16,30	52,18	0,95

4.3 Comparación de crecimiento

El crecimiento de la potencia aparente se calcula mediante:

$$Crecimiento\ (\%) = \frac{S_{futura} - S_{inicial}}{S_{inicial}} \times 100$$

Tabla 5. Crecimiento de la carga aparente por finca

Finca	S inicial (kVA)	S futura (kVA)	Incremento (kVA)	Crecimiento (%)
Antares	1,30	9,50	8,20	630,8
El Oasis	1,30	10,57	9,27	713,1
El Orión	2,60	11,36	8,76	336,9
La Ponderosa	2,53	11,77	9,24	365,2
El Zafiro	0,22	8,98	8,76	3981,8
Total	7,95	52,18	44,23	556,4

Nota. Comparación entre la condición actual y la demanda máxima futura definida en el diseño.

4.4 Factor de potencia

Para la condición existente se mantiene un factor de potencia de 0,98, correspondiente a los cuadros de carga realizados para las cinco fincas. Para la condición futura se emplea un valor de 0,95, con el fin de representar un escenario en el que la participación de potencia reactiva es mayor respecto a la condición actual y, por tanto, la potencia aparente requerida también aumenta. Con este criterio, la demanda futura consolidada corresponde a 49,57 kW de potencia activa, 16,30 kVAr de potencia reactiva y 52,18 kVA de potencia aparente. El uso de 0,95 permite que el dimensionamiento de conductores, transformadores y demás elementos de la red considere no solo la potencia útil demandada, sino también el efecto de la componente reactiva sobre la corriente y la capacidad requerida del sistema.

4.5 Consideraciones de armónicos

En el proyecto se identifican como posibles fuentes de armónicos la iluminación electrónica, los sistemas de videovigilancia, las fuentes conmutadas y la posible incorporación de variadores de velocidad. Para analizar su efecto se considera un escenario de sensibilidad con THDi = 15 %, utilizado para evaluar su incidencia sobre el factor de potencia total y la cargabilidad del sistema.

Tabla 6. Sensibilidad de la carga futura ante THDi = 15 %

Finca	S futura (kVA)	S eq. con armónicos (kVA)	Cargabilidad de 15 kVA (%)
Antares	9,50	9,61	64,0
El Oasis	10,57	10,69	71,3
El Orión	11,36	11,49	76,6
La Ponderosa	11,77	11,90	79,3
El Zafiro	8,98	9,08	60,5
Total	52,18	52,76	70,4 % de 75 kVA instalados

Bajo esta condición, el factor de potencia total resulta de 0,9395 y la carga equivalente aumenta hasta 52,76 kVA, lo que representa una utilización global del 70,4 % de los 75 kVA instalados en los cinco transformadores de 15 kVA. El caso de mayor cargabilidad corresponde a La Ponderosa, con 79,3 %.

Para consultar el desarrollo completo de los cálculos, cargas por finca y proyección de la demanda, se remite al **Apéndice D. Estimación del consumo actual y proyección de la demanda eléctrica y al Apéndice E. Cuadro de cargas y acometidas.**

5. (D) Coordinación de aislamiento eléctrico.

La coordinación de aislamiento se desarrolla considerando las sobretensiones temporales asociadas a fallas a tierra y las sobretensiones de frente rápido producidas por descargas atmosféricas. El análisis comprende además la selección del DPS, el nivel de aislamiento del transformador y las condiciones del aislamiento externo de la red, siguiendo la metodología de la guía GM-03 y los criterios establecidos por ENERCA.

Para la red se toma como referencia un BIL de 110 kV establecido por ENERCA, mientras que los transformadores de 15 kVA presentan un BIL de 95 kV. La protección contra sobretensiones se realiza mediante DPS de 12 kV, con una máxima tensión de operación continua (MCOV) de 10,2 kV y corriente nominal de descarga de 10 kA.

Tabla 7. coordinación de aislamiento del proyecto

Condición evaluada	Valor requerido	Nivel disponible
Tensión fase-tierra continua	7,62 kV	MCOV DPS: 10,2 kV
Sobretensión temporal	12,27 kV	38 kV
Impulso tipo rayo – aislamiento interno	36,61 kV	BIL transformador: 95 kV
Impulso tipo rayo – aislamiento externo	35,02 kV	BIL red ENERCA: 110 kV
Distancia mínima de fuga	169,4 mm	≥ 385 mm

Tabla 8. Tensiones de coordinación requerida

Condición	Vcw [kV]	Vrw interno[kV]	Vrw externo[kV]
Temporal	10.67	12.27	11.74
Impulso tipo rayo	31.83	36.61	35.02

Para las sobretensiones temporales se obtiene una tensión de coordinación de 10,67 kV, mientras que para el impulso tipo rayo se obtiene 31,83 kV. Al aplicar los factores de seguridad establecidos en la metodología, los valores requeridos alcanzan 12,27 kV para la condición temporal, 36,61 kV para el aislamiento interno y 35,02 kV para el aislamiento externo.

Los valores requeridos se encuentran por debajo de las capacidades soportadas por los equipos seleccionados. Para operación continua, la tensión fase-tierra de 7,62 kV es inferior al MCOV de 10,2 kV del DPS; frente a sobretensiones temporales se dispone de una tensión soportada de 38 kV a frecuencia industrial. Para impulso tipo rayo, se consideran niveles BIL de 95 kV para el

transformador y 110 kV como referencia de ENERCA. Asimismo, la distancia mínima de fuga calculada es de 169,4 mm, frente a una distancia disponible igual o superior a 385 mm.

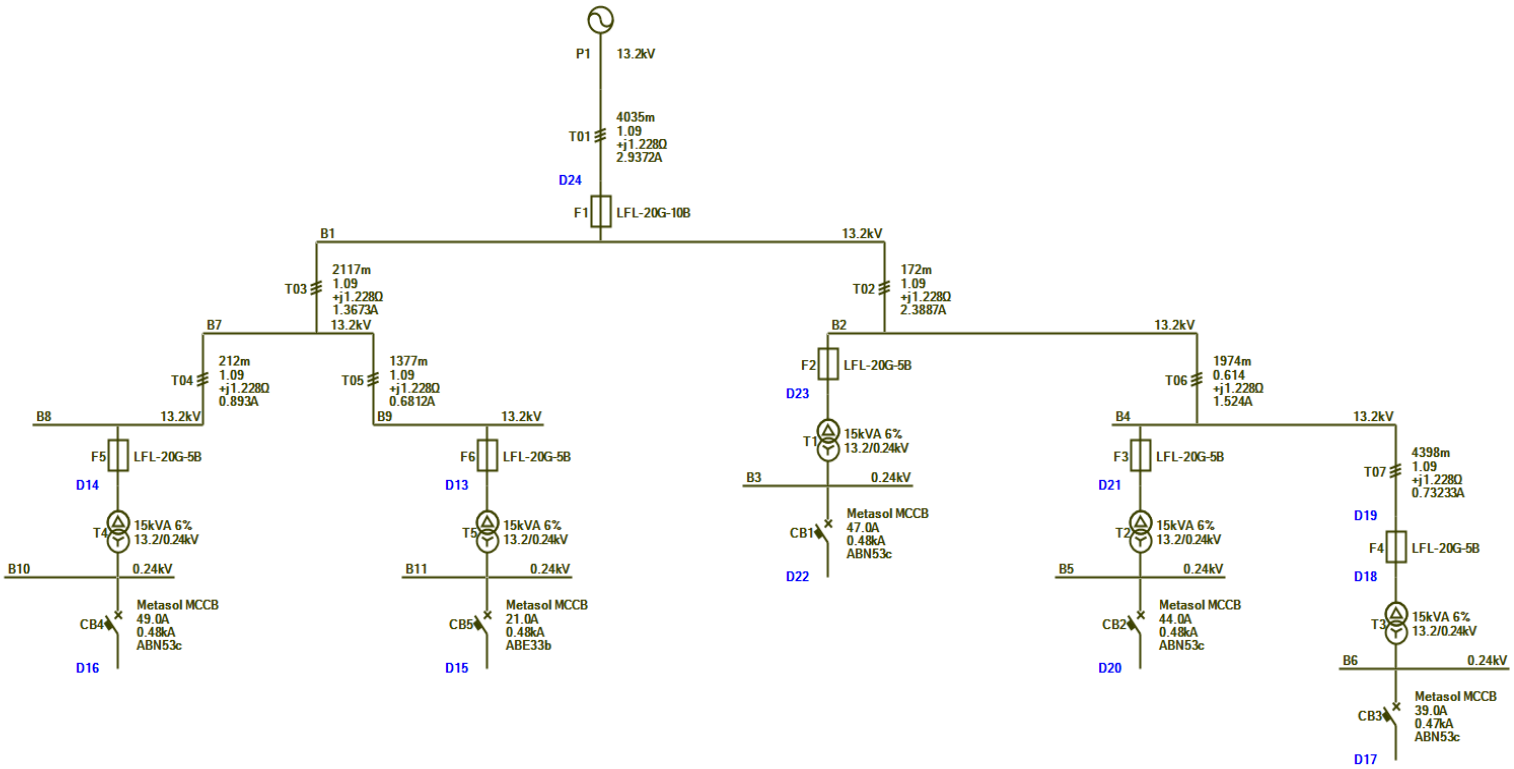
6. (E) Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

El análisis de cortocircuito y falla a tierra se realizó en los nodos principales de la red aérea de media tensión de 13,2 kV y en los nodos de baja tensión asociados a los transformadores de 15 kVA, 13,2 KV /240 V, mediante el software LSPS Susol Design. Se consideró la falla trifásica para determinar las corrientes de cortocircuito presentes en los diferentes puntos del sistema.

A partir del análisis se determinaron los niveles de corriente de falla en los diferentes nodos de la red, permitiendo establecer los niveles de cortocircuito a los cuales estarán sometidos los dispositivos de protección y los elementos que conforman el sistema eléctrico. Asimismo, se contempló el comportamiento del sistema ante fallas a tierra, de acuerdo con los puntos definidos en el diagrama unifilar.

La información detallada del cálculo se presenta en el **Apéndice O. Coordinación de protecciones y cortocircuito (LSPS Susol Design).**

Figura 1. Diagrama unifilar para análisis de cortocircuito. LSPS Susol Design.



En la siguiente tabla se presenta un resumen de los resultados obtenidos en el análisis de cortocircuito realizado en los distintos nodos de la red. Para cada punto se muestran las corrientes de falla calculadas por LSPS Susol Design, permitiendo identificar la variación del nivel de cortocircuito a lo largo del sistema y comparar el comportamiento de los nodos de media tensión y baja tensión. Estos resultados sirven como base para la selección y coordinación de los dispositivos de protección, así como para la evaluación de la capacidad de interrupción requerida en cada punto de la instalación.

Tabla 9. Estudio cortocircuito. LSPS Susol Design.

11. Short-circuit currents of each bus

Three Phase Fault

Fault bus	Phase	I(p)	1/2cycles			
			X/R	I"(k)	I(dc)	I(asym)
D24	-	117	8.20	42	40	58
D23	-	116	8.14	42	40	58
D22	-	1217	5.55	478	383	613
D21	-	114	7.82	41	39	57
D20	-	1213	5.52	476	381	610
D19	-	108	6.67	40	35	53
D18	-	108	6.67	40	35	53
D17	-	1205	5.39	473	373	603
D16	-	1213	5.48	476	379	609
D15	-	1210	5.45	475	377	607
D14	-	113	7.46	41	38	56
D13	-	111	7.15	41	37	55
P1	-	123	10.00	43	45	62
B1	-	117	8.20	42	40	58
B2	-	116	8.14	42	40	58
B3	-	1217	5.55	478	383	613
B4	-	114	7.82	41	39	57
B5	-	1213	5.52	476	381	610
B6	-	1205	5.39	473	373	603
B7	-	113	7.53	41	38	57
B8	-	113	7.46	41	38	56
B9	-	111	7.15	41	37	55
B10	-	1213	5.48	476	379	609
B11	-	1210	5.45	475	377	607

7. (F) Análisis del nivel tensión requerido.

El nivel de tensión definido para la red de distribución de la vereda Matanegra es de **13,2 kV**, correspondiente al nivel normalizado utilizado por ENERCA S.A. E.S.P. para este tipo de redes de media tensión. El sistema proyectado alimenta cinco transformadores de 15 kVA, para una capacidad instalada total de **75 kVA**, frente a una demanda máxima consolidada de **52,18 kVA**. Bajo estas condiciones, el nivel de 13,2 kV resulta adecuado para el transporte de la potencia requerida, manteniendo márgenes suficientes de cargabilidad y valores de regulación dentro de los límites establecidos por ENERCA. El procedimiento de cálculo de corrientes, cargabilidad, regulación y demás parámetros eléctricos utilizados para sustentar esta selección se presenta en el **Apéndice F. Cálculos eléctricos**.

8. (G) Cálculos de campos electromagnéticos.

Para la red aérea de 13,2 kV se evaluaron el campo eléctrico y la densidad de flujo magnético generados por las diferentes configuraciones de las rutas, considerando la geometría de la red y las corrientes de operación del sistema.

8.1 Corriente máxima

La tabla 10 presenta la configuración eléctrica de cada ruta y la corriente máxima utilizada para el cálculo de los campos electromagnéticos de la red.

Tabla 10. Configuración y corriente máxima por ruta

Ruta	Configuración	Par de fases / distribución	I máx. [A]
T01	3 hilos	AB - BC - CA	2,937
T02	2 hilos	AB	2,387
T03	3 hilos	BC - CA	1,367
T04	2 hilos	BC	0,893
T05	3 hilos	CA	0,681
T06	2 hilos	AB	1,525
T07	2 hilos	AB	0,722

8.2 Corrientes de fase

$$V_f = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}}$$

Referencia de la ecuación: Relación de tensiones de un sistema trifásico equilibrado; Grupo EPM, GM-07, vector de tensiones de fase empleado en el método de imágenes.

$$I_{pq} = \overline{\left(\frac{S_{pq}}{V_{pq}}\right)}$$

Referencia de la ecuación: Relación de potencia compleja S = V I*, aplicada en los cálculos eléctricos de la red aérea para cargas entre fases.

$$I_A = I_{AB} - I_{CA}, \qquad I_B = I_{BC} - I_{AB}, \qquad I_C = I_{CA} - I_{BC}$$

Referencia de la ecuación: Ley de corrientes de Kirchhoff aplicada a las cargas conectadas entre los pares AB, BC y CA.

8.3 Campo eléctrico

La GM-07 calcula el campo eléctrico mediante el método de las imágenes y coeficientes de potencial.

$$P_{kk} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left(\frac{4H_k}{d_k}\right)$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (4), p. 12: coeficiente propio de potencial.

$$P_{kl} = \frac{1}{2\pi\varepsilon_0} \ln\left(\frac{S'_{kl}}{S_{kl}}\right)$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (5), p. 12: coeficiente mutuo de potencial.

$$[q] = [P]^{-1}[V]$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (1), p. 12: obtención de las cargas lineales a partir de la matriz de potenciales.

$$E_{kx} = \frac{q_k}{2\pi\varepsilon_0}\left[\frac{x - x_k}{(x - x_k)^2 + (y - H_k)^2} - \frac{x - x_k}{(x - x_k)^2 + (y + H_k)^2}\right]$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (6), p. 13: componente horizontal del campo aportado por cada conductor y su imagen.

$$E_{ky} = \frac{q_k}{2\pi\varepsilon_0}\left[\frac{y - H_k}{(x - x_k)^2 + (y - H_k)^2} - \frac{y + H_k}{(x - x_k)^2 + (y + H_k)^2}\right]$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (7), p. 13: componente vertical del campo aportado por cada conductor y su imagen.

$$E = \sqrt{\left|\sum_k E_{kx}\right|^2 + \left|\sum_k E_{ky}\right|^2}$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuaciones (8) a (10), pp. 13-14: superposición y magnitud eficaz resultante.

8.4 Densidad de flujo magnético

La densidad de flujo magnético se obtiene por superposición de los aportes de los conductores rectilíneos.

$$B_x = -\frac{\mu_0}{2\pi}\sum_k I_k \frac{y - H_k}{R_k^2}, \qquad B_y = \frac{\mu_0}{2\pi}\sum_k I_k \frac{x - x_k}{R_k^2}$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuaciones (19) y (20), pp. 19-20: componentes del flujo magnético mediante la ley de Biot-Savart.

$$B = \sqrt{|B_x|^2 + \left|B_y\right|^2}$$

Referencia de la ecuación: Grupo EPM, GM-07, ecuación (21), p. 20: magnitud eficaz de la densidad de flujo magnético.

Tabla 11. Resultados de campos electromagnéticos

Ruta	Configuración	E máx. [kV/m]	B máx. [µT]
T01	3 hilos	0,0949	0,0304
T02	2 hilos	0,2519	0,0225
T03	3 hilos	0,0949	0,018
T04	2 hilos	0,2519	0,0084
T05	3 hilos	0,0949	0,0123
T06	2 hilos	0,2519	0,0144
T07	2 hilos	0,2519	0,0068

Nota. Perfil transversal evaluado a 1,0 m sobre el terreno con altura de conductores de 6,00 m.; para flujo magnético se emplean los fasores de corriente establecidos por la distribución de cargas de cada ruta.

Máximo eléctrico: 0,2519 kV/m < 4,16 kV/m (6,06 % del límite público).
Máximo magnético: 0,0304 µT < 200 µT (0,0152 % del límite público).

Los valores obtenidos para el campo eléctrico y la densidad de flujo magnético se encuentran por debajo de los límites de exposición establecidos por el RETIE. Esto indica que para la configuración analizada la red mantiene condiciones adecuadas frente a este criterio.

9 (H) Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

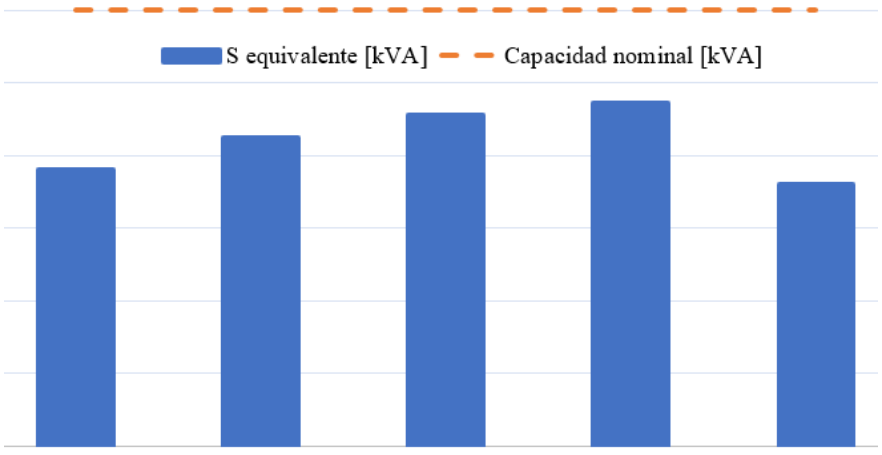
El proyecto contempla cinco transformadores monofásicos de 15 kVA, con relación 13,2 kV / 240-120 V, uno para cada finca analizada. La capacidad de cada unidad se verifica considerando simultáneamente la demanda máxima, un factor de potencia de 0,95 y una condición de armónicos de FH = 0,05 p.u , utilizada como escenario de evaluación.

Tabla 12. Corriente eficaz, potencia equivalente y cargabilidad de los transformadores

Punto	Corriente eficaz [A]	Potencia equivalente [kVA]	Utilización [%]	Reserva [%]
Antares	39,633	9,512	63,41	36,59
Oasis	44,097	10,583	70,55	29,45
Orión	47,392	11,374	75,83	24,17
La Ponderosa	49,103	11,785	78,56	21,44
Zafiro	37,463	8,991	59,94	40,06

Al incorporar el efecto de los armónicos sobre la corriente eficaz, las potencias equivalentes obtenidas permanecen por debajo de la capacidad nominal de 15 kVA en todos los puntos de transformación. La condición más exigente corresponde a La Ponderosa, con una potencia equivalente de 11,785 kVA, una corriente secundaria de 49,103 A y una utilización de 78,56 %, conservando una reserva de capacidad de 21,44 %.

Figura 2. Potencia aparente equivalente frente a la capacidad nominal



Nota. La línea discontinua representa la capacidad nominal de 15 kVA.

10 (I) Sistema puesta a tierra

El sistema de puesta a tierra de la red aérea de 13,2 kV se evalúa para los postes de transformación y los postes asociados al cable de guarda. El análisis considera las condiciones eléctricas de falla y las tensiones que pueden presentarse sobre las estructuras y elementos metálicos de la red. Los resultados obtenidos permiten establecer que las configuraciones analizadas mantienen los valores de resistencia de puesta a tierra y las tensiones de seguridad dentro de los criterios considerados para el diseño.

Tabla 13. Datos de diseño del SPT

Parámetro	Valor
Ubicación	Vereda Matanegra, corregimiento de Tilodirán - Yopal, Casanare
Nivel de tensión	13,2 kV
Aplicación	Postes de transformación y postes con cable de guarda
Resistividad del terreno, ρ	100 Ω·m
Corriente de falla entregada por el operador de red	0,28 kA
Tiempo de despeje	0,10 s

Tabla 14. Configuración del SPT en postes de transformación

Parámetro	Especificación de diseño
Electrodo vertical	Varilla de acero inoxidable para media tensión, longitud 2,4 m
Cantidad	8 electrodos verticales
Separación	3,5 m entre electrodos consecutivos
Conductor del electrodo	Cobre 4 AWG
Sección mínima calculada	0,528 mm²
Resistencia máxima de referencia	10 Ω
Elementos conectados al SPT común	DPS, carcasa del transformador, neutro BT, cable de guarda y partes metálicas asociadas

Nota. Configuración de diseño del Proyecto Matanegra. La resistencia de referencia se verifica junto con las tensiones de paso, contacto y transferidas según los criterios del RETIE (2026).

Tabla 15. Configuración del SPT en postes con cable de guarda

Parámetro	Especificación de diseño
Electrodo vertical	Varilla de acero inoxidable, longitud 2,4 m
Cantidad	4 electrodos verticales
Separación	4,0 m entre electrodos consecutivos
Conductor del electrodo / bajante de guarda	Cable ACSR No. 2
Sección mínima calculada	0,528 mm²
Resistencia máxima requerida	20 Ω
Elementos conectados al SPT	Cable de guarda, herrajes y partes metálicas asociadas al apoyo

Nota. La bajante del cable de guarda se mantiene como conductor independiente ACSR No. 2, de acuerdo con el criterio de apantallamiento y puesta a tierra de redes rurales de media tensión de ENERCA (s. f., numeral 7.5.14).

El desarrollo completo del cálculo se presenta en el **Apéndice G. Sistema puesta a tierra**.

10.1 Ejecución constructiva del SPT

La ejecución del SPT contempla la conexión equipotencial de los equipos y partes metálicas del apoyo mediante una bajante común, asegurando continuidad eléctrica y uniones compatibles con los materiales instalados.

10.2 Bajante principal del poste

La bajante principal de los DPS, transformador y cruceta se ejecutará en fleje de acero inoxidable AISI 304. La ET-492 establece para 13,2 kV un fleje de 22,22 mm × 1,2 mm con longitud base de 11 m y permite otras longitudes de acuerdo con los requerimientos del sistema; para este proyecto se mantiene una bajante común de 12 m, coherente con el conjunto de puesta a tierra de una cruceta metálica definido en la misma especificación (ENEL CODENSA, 2018, pp. 4, 7).

• La bajante principal será un fleje de acero inoxidable AISI 304 de 22,22 mm × 1,2 mm y 12 m de longitud.

• La bajante se fijará al poste con 6 tramos de abrazadera de acero inoxidable de 3/8" × 1,5 m y seis 6 hebillas.

• La primera fijación se ubicará a partir de 2 m sobre el nivel del terreno y las siguientes se instalarán cada 1,5 m.

• La bajante será continua y no tendrá interruptores ni medios de desconexión.

10.3 Conexión de los DPS

La conexión de los descargadores se ejecutará con el puente, conectores y geometría definidos para el kit de puesta a tierra de transformador de la ET-492 (ENEL CODENSA, 2018, pp. 2-3).

• Se instalará un 1 fleje puente de acero inoxidable de 2,20 m, con perforación de Ø 10 mm ubicada a 10 cm de un extremo para sujeción al primer DPS.

• Los otros dos 2 DPS se conectarán al puente mediante dos 2 conectores tipo J.
• El puente de los DPS se conectará a la bajante principal mediante un 1 conector tipo C.
• Los tres 3 DPS del lado primario quedarán conectados al mismo SPT y sus recorridos de conexión se mantendrán directos y sin lazos innecesarios.
• Para el montaje de los conectores tipo J se utilizará la herramienta de apriete correspondiente.

Esta herramienta es reutilizable y no se contabiliza como material instalado por poste.

10.4 Conexión del transformador

Los elementos de enlace entre transformador y bajante corresponden al conjunto constructivo indicado en la ET-492 (ENEL CODENSA, 2018, p. 3).

• Se instalará un fleje de acero inoxidable AISI 304 de 1,0 m, con perforación de Ø 10 mm ubicada a 50 mm de un extremo.
• Este fleje conectará el punto de puesta a tierra del tanque o carcasa y el neutro del transformador con la bajante principal.
•La conexión del fleje del transformador a la bajante se realizará mediante un conector tipo C.
•El neutro y la carcasa del transformador quedarán sólidamente conectados al SPT común.

10.5 Puesta a tierra de una cruceta metálica

La puesta a tierra de la cruceta se integra al SPT común y utiliza los accesorios para una cruceta metálica definidos en la ET-492, configuración ET419 (ENEL CODENSA, 2018, p. 7).
• Cada poste de transformación llevará una (1) cruceta metálica conectada equipotencialmente a la bajante principal del SPT.
• Se instalará un acople a cruceta metálica con terminal de compresión tipo pala en cobre estañado, perforación de 13/16" y barril para cable 4 AWG.
• La unión equipotencial se realizará con un tramo de cable 4 AWG de cobre estañado de 0,5 m.
• El acople incorporará un tramo de fleje de acero inoxidable de 22,22 mm × 1,2 mm y 0,20 m de longitud, preformado para la conexión.
• La fijación a la cruceta se realizará con un tornillo de acero de 5/8" × 1 1/2", una arandela cuadrada, una arandela redonda, una arandela de presión y una tuerca hexagonal.
• Se utilizará un conector U para un fleje en el enlace del conjunto de la cruceta con la bajante principal.
• La cruceta quedará enlazada al SPT común y no dispondrá de un electrodo independiente.
• No se instalará una segunda bajante de 12 m ni una varilla exclusiva para la cruceta; estos elementos quedan integrados en la bajante principal y en el SPT común definido para el poste.
• Las perforaciones de la cruceta son de 13/16" (20,64 mm); la fijación empleará tornillo de 5/8"

(M16), de acuerdo con la configuración ET419 de una cruceta.

10.6 Integración del cable de guarda

En los postes de transformación, el cable de guarda forma parte del mismo sistema equipotencial del apoyo. La bajante del cable de guarda se mantiene como conductor independiente ACSR No. 2 y se enlaza al SPT común; para la unión se utilizará un conector bimetálico certificado y compatible con los materiales conectados. Este criterio corresponde al apantallamiento y puesta a tierra de redes rurales de media tensión de ENERCA (s. f., numeral 7.5.14).

• La bajante ACSR No. 2 no sustituye el cable de guarda; corresponde al conductor que enlaza el cable de guarda con el SPT del poste.
• La longitud del tramo de bajante se ajustará a la altura y disposición física del apoyo.
• La conexión se realizará al SPT común del poste de transformación, sin construir un sistema de electrodos independientes para el cable de guarda.

El desarrollo completo de los detalles constructivos se encuentra en el **Apéndice H. Detalles constructivos del SPT.**

11. (J) Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

Las características eléctricas y mecánicas de los conductores ACSR corresponden al catálogo técnico Procables. Los precios unitarios se toman de la Lista de Precios Sugeridos Procables N.º 97, vigente desde el 6 de enero de 2026.

Tabla 16. Conductores evaluados para la selección

Conductor	Diámetro [mm]	R AC 75 °C [Ω/km]	Ampacidad [A]	Icc 1 s [kA]	Masa [kg/km]	Precio [COP/m]
Sparrow 2 AWG	8	1,09	184	5	135	$ 2.997,00
Raven 1/0 AWG	10,1	0,713	242	8	215	$ 4.692,00
Quail 2/0 AWG	11,4	0,581	276	10	270	$ 5.923,00
Penguin 4/0 AWG	14,3	0,388	369	16	430	$ 9.457,00

El conductor ACSR Sparrow 2 AWG se selecciona como calibre de diseño debido a que cumple los requerimientos eléctricos de la red, presenta una ampacidad de 184 A y una capacidad térmica de cortocircuito de 5 kA durante 1 s, mientras que la corriente máxima de línea calculada es de 3,936 A, lo que representa una utilización de apenas 2,139 % de su capacidad de corriente. Por tanto, el conductor dispone de margen suficiente para la carga proyectada y para las condiciones de cortocircuito consideradas. Utilizar calibres superiores aumentaría la capacidad disponible sin aportar una necesidad técnica adicional para las condiciones de diseño establecidas, por lo que el ACSR Sparrow 2 AWG constituye la alternativa adecuada para el proyecto y cumple con lo

establecido por el operador de red de la región, ENERCA. La información detallada se encuentra en el **Apéndice I. Selección del conductor eléctrico.**

12. (K) Verificación de los conductores.

Verificar la selección del conductor ACSR Sparrow 2 AWG de la red aérea de 13,2 kV frente a la corriente de carga y al esfuerzo térmico producido por un cortocircuito, considerando el tiempo de despeje de la protección. El criterio térmico se desarrolla con la metodología de Schneider Electric y las corrientes de falla calculadas según IEC 60909.

La corriente de diseño del conductor se obtiene a partir de la fase más cargada y se compara con la corriente admisible empleada para el Sparrow 2 AWG.

$$\text{Icond} = 1{,}15(2{,}9372\ \text{A}) = 3{,}3778\ \text{A}$$

Referencia de la ecuación: EBSA (2014), numeral 2.6.1.1, factor 1,15 aplicado en la memoria de cálculos eléctricos de la red aérea.

$$\text{UI} = (3{,}3778\ \text{A} / 162\ \text{A}) \times 100 = 2{,}085\ \%$$

Referencia de la ecuación: relación de utilización de ampacidad empleada en la memoria de cálculos eléctricos del proyecto.

La condición de capacidad continua queda definida por 3,3778 A ≤ 162 A.

12.1 Capacidad térmica ante cortocircuito

Schneider Electric verifica la soportabilidad térmica mediante la energía pasante I²t. Para tiempos de cortocircuito breves, la energía asociada a la falla debe ser menor que la capacidad térmica admisible del conductor (Schneider Electric, s. f.).

$$(I^2t)\text{adm} = (5{,}0\ \text{kA})^2(1{,}00\ \text{s}) = 25{,}0\ \text{kA}^2 \cdot \text{s}$$

Referencia de la ecuación: Schneider Electric, Electrical Installation Guide, criterio I²t; capacidad de 5,0 kA durante 1 s tomada de Procables - Prysmian Group.

$$(I^2t)\text{red} = (0{,}35\ \text{kA})^2(0{,}10\ \text{s}) = 0{,}01225\ \text{kA}^2 \cdot \text{s}$$

Referencia de la ecuación: Schneider Electric, Electrical Installation Guide, criterio I²t; Icc = 0,35 kA del estudio de cortocircuito IEC 60909 y t = 0,10 s de la memoria SPT del proyecto.

$$0{,}01225\ \text{kA}^2 \cdot \text{s} < 25{,}0\ \text{kA}^2 \cdot \text{s}$$

Referencia de la ecuación: comparación de energía pasante y soportabilidad térmica indicada por Schneider Electric.

$$\text{Iadm}, 0{,}10\text{s} = \sqrt{(25{,}0\ \text{kA}^2 \cdot \text{s} / 0{,}10\ \text{s})} = 15{,}81\ \text{kA}$$

Referencia de la ecuación: despeje de I a partir de I²t = constante, según el criterio térmico de Schneider Electric.

12.2 Tiempo de despeje de la protección

La protección aguas arriba informada para el punto de conexión es un fusible tipo K de 1 A (1K). La especificación ET501 establece que los fusibles tipo K deben verificarse con curvas tiempo-corriente de mínimo tiempo de fusión y máximo tiempo de interrupción (Enel Colombia, 2021). Para la comprobación térmica del conductor se emplea t = 0,10 s, valor de despeje utilizado en el diseño del proyecto.

$$\text{tverificación} = 0{,}10\ \text{s}$$

Referencia del valor: memoria de diseño de puesta a tierra del proyecto Matanegra; criterio de uso de curvas tiempo-corriente: Enel Colombia, ET501, numerales 6.1 y 7.

Tabla 17. Resultado de las verificaciones del conductor

Verificación	Solicitación	Capacidad / límite
Ampacidad	3,3778 A	162 A
Energía térmica I^2t	0,01225 $kA^2 \cdot s$	25,0 $kA^2 \cdot s$
Corriente térmica a 0,10 s	0,35 kA	15,81 kA

Nota. La condición térmica crítica se evalúa con la corriente de cortocircuito máxima de 0,35 kA en el punto de conexión.

La corriente de carga utiliza 2,085 % de la ampacidad de diseño. Durante la falla, la energía térmica calculada representa 0,049 % de la capacidad I^2t del conductor.

$$\text{Utilización térmica} = (0{,}01225 / 25{,}0) \times 100 = 0{,}049\ \%$$

Referencia de la ecuación: relación porcentual entre la energía I^2t solicitada y la energía I^2t admisible calculadas en este estudio.

13. (L) Cálculos mecánicos y de estructuras.

El análisis mecánico de la red aérea permite definir las condiciones de diseño de los conductores y de las estructuras a lo largo de las siete rutas del proyecto. En cada tramo se determinan los vanos, el vano regulador, el vano máximo y crítico, las flechas, las tensiones mecánicas y los efectos del viento sobre los conductores y el cable de guarda. De igual forma, se revisan los momentos y el porcentaje de utilización de los postes, así como las retenidas y cimentaciones asociadas a cada configuración. El desarrollo detallado de estos cálculos se presenta en el **Apéndice J. Cálculos mecánicos y de estructuras.**

14. (M) Cálculo y coordinación de protecciones.

La coordinación de protecciones de la red aérea de media tensión se desarrolló considerando los dispositivos instalados en el nivel de 13,2 kV y en el lado de 240 V de los transformadores. El análisis busca establecer una actuación escalonada entre las protecciones ubicadas aguas abajo y aguas arriba, de manera que una falla sea despejada por el dispositivo más próximo al punto donde se presenta.

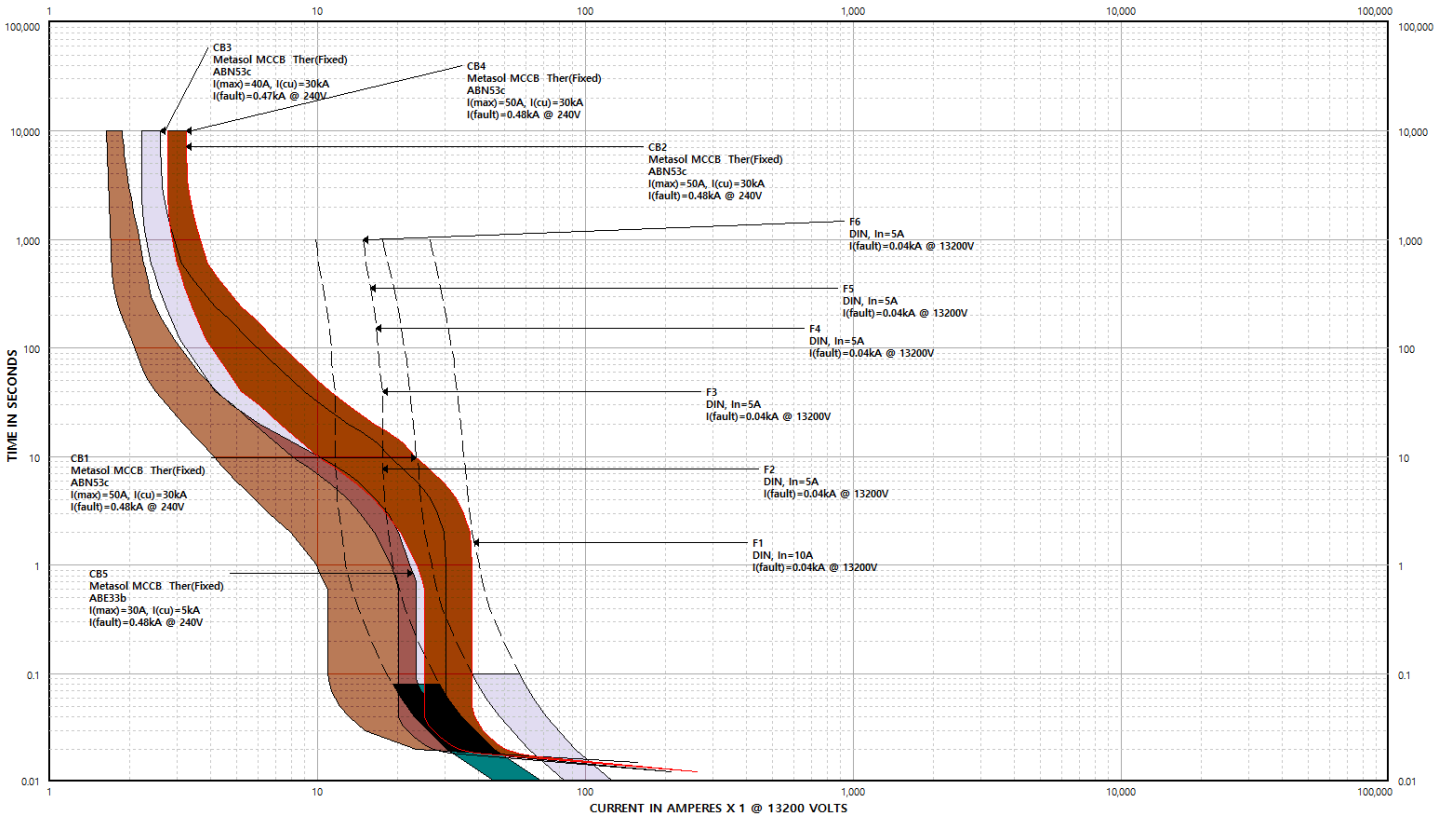
Para el nivel de media tensión se consideraron fusibles DIN, con una corriente nominal de 10 A para F1 y de 5 A para F2, F3, F4, F5 y F6. En baja tensión se emplearon interruptores automáticos MCCB con corrientes nominales de 50 A para CB1, CB2 y CB4; 40 A para CB3; y 30 A para CB5. Los dispositivos de baja tensión se encuentran asociados a los transformadores de 15 kVA, 13,2/0,24 kV.

El análisis se realizó mediante curvas tiempo–corriente (TCC) generadas en LSPS Susol Design, comparando las características de actuación de los fusibles de media tensión con los interruptores MCCB instalados en baja tensión. La gráfica permite analizar:

- La selectividad entre las protecciones ubicadas en serie.
- La separación entre las curvas de los fusibles DIN y los interruptores MCCB.
- Los tiempos de actuación frente a las corrientes de falla calculadas.
- La respuesta de las protecciones en los niveles de 13,2 kV y 240 V.
- La actuación escalonada de las protecciones desde las cargas hacia el punto de alimentación.

En los nodos de media tensión, LSPS presenta corrientes de falla cercanas a 0,04 kA, mientras que en el lado de baja tensión de los transformadores se obtienen aproximadamente 0,47–0,48 kA. La disposición de las curvas muestra a los interruptores de baja tensión en una zona de actuación anterior a los fusibles de media tensión, permitiendo que una falla ubicada aguas abajo del transformador sea despejada inicialmente por el MCCB correspondiente, mientras que el fusible de media tensión permanece como protección aguas arriba. La información detallada se encuentra en el **Apéndice O. Coordinación de protecciones y cortocircuito (LSPS Susol Design).**

Figura 3. Coordinación de protecciones. LSPS Susol T-C Curve.



15. (N) Cálculo de canalizaciones.

Este apartado no aplica para la alternativa aérea, debido a que la red de media tensión se proyecta mediante conductores instalados sobre postes y estructuras aéreas, sin utilizar ductos, tuberías, cámaras o canalizaciones subterráneas para el tendido de los conductores.

16. (O) Cálculos de pérdidas de energía.

Las pérdidas de la red se determinaron a partir de la corriente circulante, la resistencia del conductor y la longitud de cada ruta, considerando el efecto Joule. Los resultados obtenidos se emplearon para evaluar el desempeño energético de la red y apoyar la selección del conductor.

16.1 Factor de carga y factor de pérdidas.

El factor de pérdidas se obtiene a partir del factor de carga y sustentada en la metodología de pérdidas de EPM:

$$F_{pérdidas} = 0{,}7 \cdot \mathrm{FC}^2 + 0{,}3 \cdot \mathrm{FC}$$

Fuente: EPM, Guía Metodológica GM-02: Cálculo de pérdidas de energía

Para el proyecto se emplea FC = 0,51.

$$F_{pérdidas} = 0{,}7 \cdot (0{,}51)^2 + 0{,}3 \cdot (0{,}51) = 0{,}333332$$

Fuente: cálculo previamente desarrollado en la memoria de selección del conductor

16.2 Pérdidas de potencia activa

La pérdida de potencia activa depende del cuadrado de la corriente que circula por el conductor, de su resistencia, de la longitud del tramo y del factor de pérdidas. Para este caso se utilizan las ecuaciones para los tramos trifásicos y bifásicos.

$$\mathrm{p} = 3 \cdot \mathrm{i}^2 \cdot \mathrm{R} \cdot \mathrm{l} \cdot F_{pérdidas}\ [\mathrm{W}]\ \text{(red trifásica)}$$

Fuente: ENERCA, Norma de Construcción de Redes de MT y BT, Cap. III, numeral 3.1.3, según la memoria del proyecto

$$\mathrm{p} = 2 \cdot \mathrm{i}^2 \cdot \mathrm{R} \cdot \mathrm{l} \cdot F_{pérdidas}\ [\mathrm{W}]\ \text{(red bifásica)}$$

Fuente: ENERCA, Norma de Construcción de Redes de MT y BT, Cap. III, numeral 3.1.3, según la memoria del proyecto

En estas ecuaciones, p corresponde a la pérdida de potencia activa en W; i a la corriente del conductor en A; R a la resistencia del conductor en Ω/km; l a la longitud del tramo en km; y $F_{pérdidas}$ al factor de pérdidas. Para representar la distribución real de carga entre fases, se determinó previamente las corrientes IA, IB e IC de cada ruta y la suma de sus cuadrados.

Perdidas de potencia activa en porcentaje:

$$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3}*i*R*l*(0.7*Fc+0.3)*100}{V_L*Fp*No\ conductores/fase}$$

Fuente: ENERCA, Norma de Construcción de Redes de MT y BT, Cap. III, numeral 3.1.3.

16.3 Pérdidas de energía

Una vez obtenida la pérdida de potencia, la GM-02 convierte este resultado a energía anual utilizando el tiempo máximo de operación del año. La pérdida de potencia debe expresarse en kilovatios para obtener el resultado en kWh/año.

$$E_{pérdidas} = 8760 \cdot \mathrm{p} \quad [\mathrm{kWh/año}]$$

Fuente: EPM, Guía Metodológica GM-02: Cálculo de pérdidas de energía.

16.4 Cálculo de pérdidas de energía de la red.

Para el cálculo de pérdidas se conserva la sumatoria de los cuadrados de las corrientes por fase.

Tabla 18.Suma de corrientes al cuadrado por ruta

Ruta	IA [A]	IB [A]	IC [A]	IA² [A²]	IB² [A²]	IC² [A²]	Σ I² [A²]
T01	2,7909	2,9372	1,3673	7,789123	8,627144	1,869509	18,285776
T02	2,3871	2,3871	0,0000	5,698246	5,698246	0,000000	11,396493
T03	0,6812	0,8930	1,3673	0,464033	0,797449	1,869509	3,130992
T04	0,0000	0,8930	0,8930	0,000000	0,797449	0,797449	1,594898
T05	0,6812	0,0000	0,6812	0,464033	0,000000	0,464033	0,928067
T06	1,5249	1,5249	0,0000	2,325320	2,325320	0,000000	4,650640
T07	0,7223	0,7223	0,0000	0,521717	0,521717	0,000000	1,043435

Fuente: Tabla 5 de la memoria de selección del conductor del proyecto].

Como ejemplo del procedimiento ya desarrollado, para la ruta T01

- Resultados de pérdidas por ruta

Tabla 19. Pérdidas de potencia y energía por ruta

Ruta	Pérdida de potencia [W]	Pérdida de energía [kWh/año]	Pérdida de potencia [%]
T01	80,4233	704,5081	0,1027
T02	1,4424	12,6354	0,0036
T03	7,2250	63,2910	0,0251
T04	0,2456	2,1515	0,0016

Ruta	Pérdida de potencia [W]	Pérdida de energía [kWh/año]	Pérdida de potencia [%]
T05	1,3929	8,1345	0,0081
T06	6,6710	58,4380	0,0261
T07	3,3346	29,2111	0,0275
Total	100,7168	878,3696	0.1947

Fuente: pérdidas de potencia tomadas de la memoria de selección del conductor; energía anual calculada con la metodología GM-02 [1]. Los porcentajes por ruta corresponden al resumen técnico más reciente del proyecto Pérdidas anuales de energía

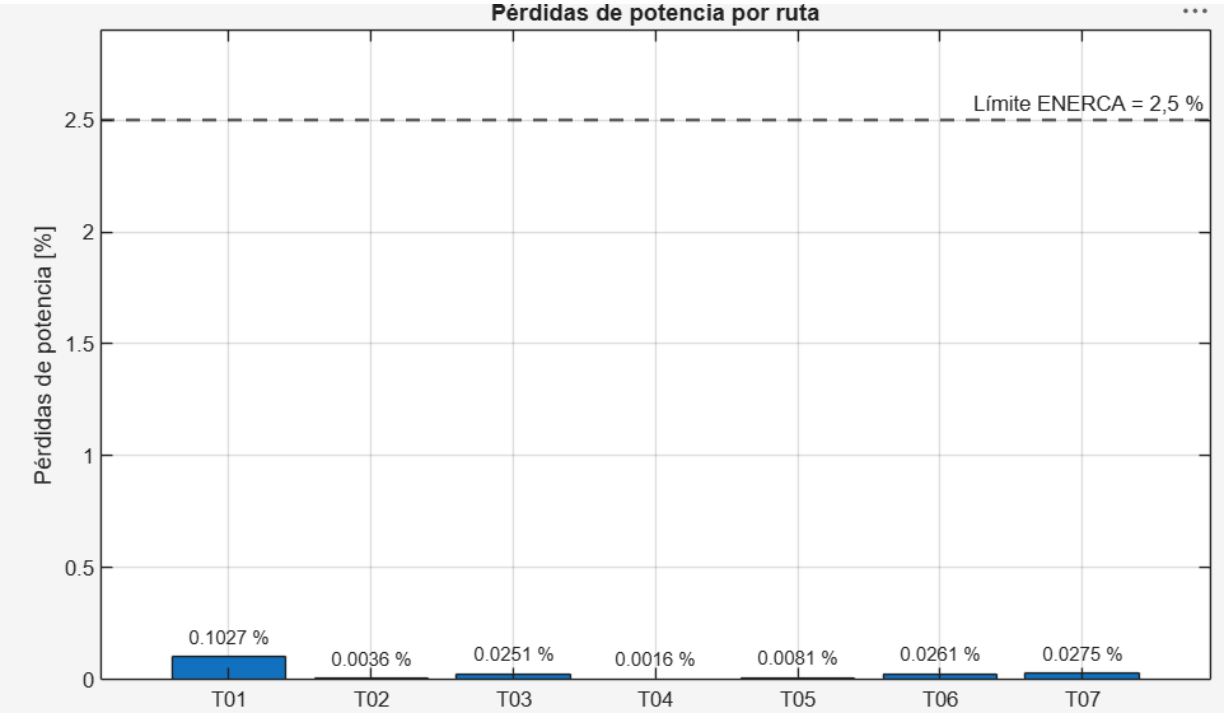
La pérdida total de potencia establecida para el ACSR Sparrow 2 AWG es 100,7168 W. Expresada en kilovatios corresponde a 0,1007168 kW.

$$E_{pérdidas} = 8760 \cdot 0{,}1002705 = 882{,}2791 \text{ kWh/año}$$

Fuente: elaboración a partir del resultado de pérdida total del proyecto [5] y de la Ecuación 20 de la GM-02 [1].

Este valor representa la energía anual asociada a las pérdidas de potencia previamente calculadas con el factor de carga y el factor de pérdidas del proyecto.

Figura 4. Pérdidas de potencia por ruta a 13,2 kV



Nota: Grafica realizada por los autores en Matlab.

17. (P) Cálculos de regulación.

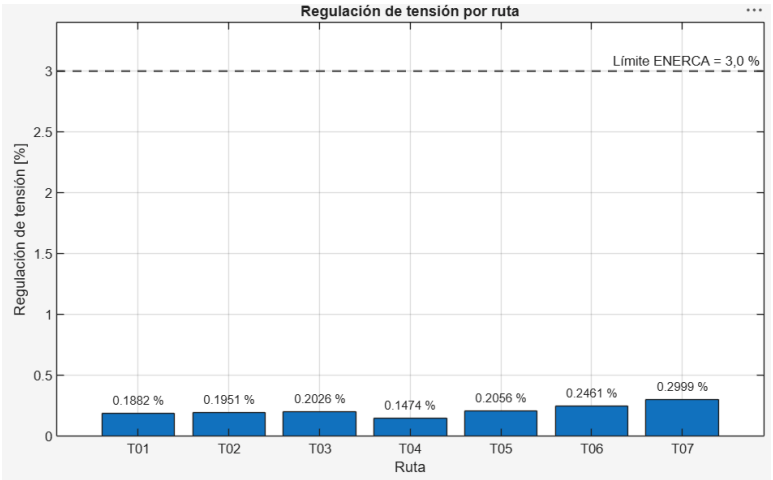
La regulación de tensión para un sistema de distribución rural de 13,2 kV debe mantenerse en un valor máximo del 3,0 %. A continuación, en la Tabla 18 se presentan los valores máximos de regulación de tensión obtenidos para cada ruta.

Tabla 20. Máxima regulación de tensión

Ruta	Regulación [%]
T01	0,1882
T02	0,1951
T03	0,2026
T04	0,1474
T05	0,2056
T06	0,2461
T07	0,2999

La regulación máxima de tensión obtenida para cada ruta se encuentra dentro del límite establecido por el operador de red ENERCA, el desarrollo de este cálculo se presenta en el Apéndice E. Cálculos eléctricos.

Figura 5. Regulación de tensión por ruta a 13.2 KV



Nota: Grafica realizada por los autores en Matlab.

18. (Q) Áreas clasificadas como peligrosas.

Este apartado no aplica para el proyecto, debido a que el trazado de la red aérea se desarrolla en un entorno rural y no se contemplan zonas con presencia permanente o probable de gases, vapores, líquidos inflamables, polvos combustibles u otras condiciones que requieran clasificación de áreas peligrosas.

19. (R) Diagramas unifilares.

Los planos con diagramas unifilares se presentan en el **Apéndice K. Planos eléctricos**.

20. (S) Elaboración de planos.

Los planos y esquemas para la construcción se presentan en el **Apéndice K. Planos eléctricos**.

21. (T) Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Los planos y esquemas para la construcción complementaria se presentan en el **Apéndice K. Planos eléctricos**.

22. (U) Distancias de seguridad.

Para una red con tensión nominal de 13,2 kV, el RETIE establece las siguientes distancias mínimas de seguridad. Los valores se aplican al conductor en su condición de mayor acercamiento al elemento considerado.

Tabla 21. Distancias mínimas de seguridad aplicables a 13,2 kV

Situación	Distancia mínima
Cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales o áreas sujetas a tráfico vehicular	5,6 m
Áreas cultivadas, pastos, huertos y zonas de vegetación controlada	5,6 m
Áreas con vegetación sin control absoluto o uso de maquinaria agrícola de gran altura	8,1 m
Distancia horizontal a muros, balcones, salientes y ventanas	2,3 m
Distancia vertical sobre techos de muy difícil acceso	3,8 m
Distancia vertical sobre balcones o techos de fácil acceso	4,1 m
Separación horizontal entre conductores del mismo circuito a 13,2 kV	34,5 cm

Nota. Valores tomados del RETIE, Resolución 40284 de 2026, Libro 3, Título 10, Tablas 3.10.1.a, 3.10.2.a y 3.10.4.a. Para vegetación sin control absoluto o uso de maquinaria agrícola de gran altura se aplica 8,1 m.

22.1 Datos de diseño

Tabla 22. Datos de diseño de la red aérea

Parámetro	Valor
Tensión nominal	13,2 kV
Conductor de fase	ACSR Sparrow 2 AWG
Postes típicos	12 m
Altura de amarre en poste de 12 m	9,40 m
Separación real entre conductores	1,20 m
Condición de máxima flecha evaluada	60 °C sin viento
Entorno del trazado	Zona rural, cultivos y potreros
Edificaciones próximas	No se presentan; únicamente fincas atendidas

22.2 Evaluación de alturas libres

La altura libre se obtiene restando la flecha del conductor, calculada a 60 °C, de la altura de amarre. Para los postes típicos de 12 m la memoria mecánica utiliza una altura de amarre de 9,40 m.

$$h_{libre} = h_{amarre} - f_{60}$$

Ecuación y fuente: relación geométrica aplicada en la memoria de cálculos mecánicos del proyecto; altura de amarre definida con la geometría de la estructura.

La condición más exigente entre las siete rutas se presenta en T01:

$$h_{libre}, T01 = 9{,}40 - 2{,}1526 = 7{,}2474m$$

$$Margen = 7{,}2474 - 5{,}60 = 1{,}6474m$$

Nota. El límite de 5,60 m corresponde a la Tabla 3.10.2.a del RETIE.

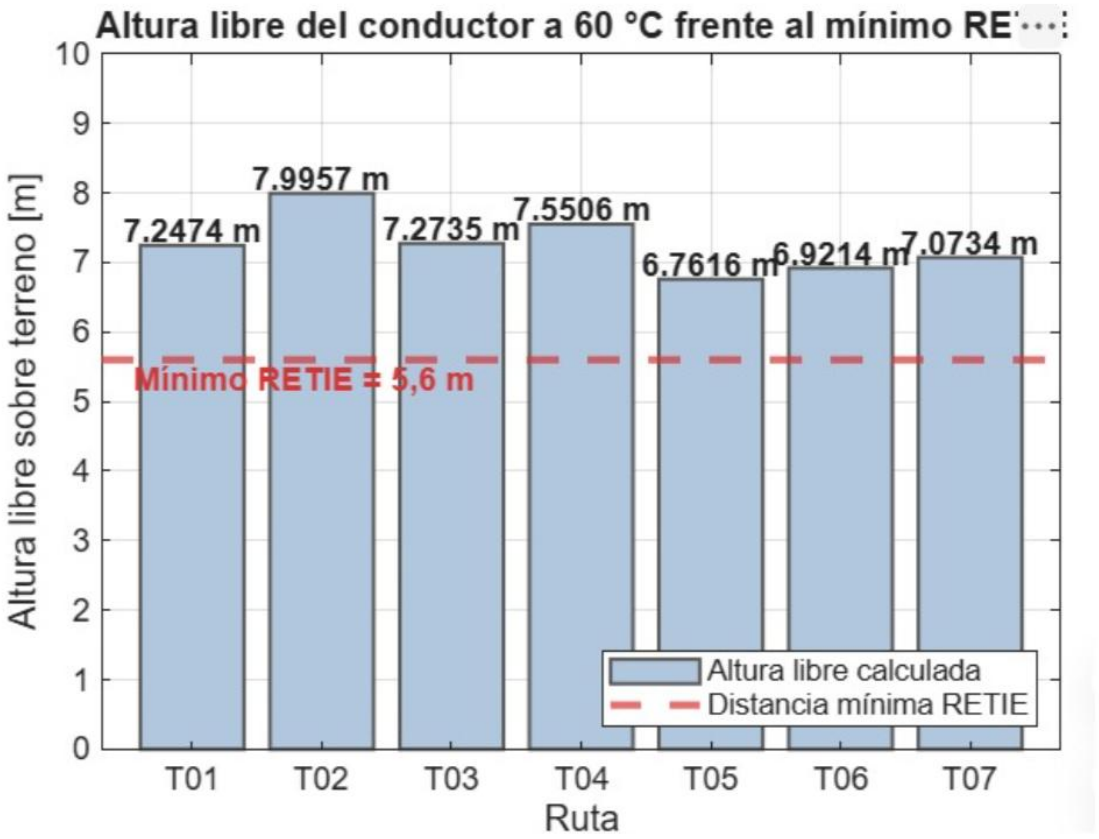
Tabla 23. Flecha, altura libre y margen de seguridad por ruta a 60 °C

Ruta	Configuración	Flecha 60 °C [m]	Altura libre [m]	Margen sobre 5,6 m [m]
T01	Trifásica	2,1526	7,2474	1,6474
T02	Bifásica	1,4043	7,9957	2,3957
T03	Trifásica	2,1265	7,2735	1,6735
T04	Bifásica	1,8494	7,5506	1,9506
T05	Trifásica	2,6384	6,7616	1,1616
T06	Bifásica	2,4786	6,9214	1,3214
T07	Bifásica	2,3266	7,0734	1,4734

Nota. La flecha y la altura libre corresponden a la condición de 60 °C sin viento. El margen se calcula respecto del mínimo RETIE de 5,6 m.

Incluso usando las alturas de los postes típicos de 12 m, la menor altura libre calculada es 7,9957 m, por lo que la separación vertical disponible aumenta respecto de los valores anteriores.

Figura 6. Altura libre del conductor por ruta frente al mínimo RETIE



Nota. Las alturas libres corresponden a la condición de máxima flecha evaluada a 60 °C. La línea discontinua representa 5,6 m, aplicable a cruces viales y a áreas cultivadas con control de vegetación; la condición especial de 8,1 m para vegetación sin control o maquinaria agrícola de gran altura se evalúa únicamente donde resulte aplicable.

La menor reserva corresponde a T05, con 1,1616 m por encima del valor reglamentario. Todas las rutas conservan una altura libre superior a 5,6 m en la condición de máxima flecha evaluada.

22.3 Identificación de cruces viales

En las imágenes presentadas a continuación, tomadas de Google Earth, muestran la ruta más favorable de la red aérea de media tensión, también se muestra desde el punto de conexión hasta cada finca y las derivaciones en punto A y B.

Figura 7. Trazado general de la red aérea y ubicación de los principales puntos del proyecto.



Nota. Imagen georreferenciada.

A partir de los acercamientos suministrados se identifican zonas de cruce vial para la revisión de la distancia vertical. En estos puntos se aplica el criterio de 5,6 m del RETIE y la estructura de cruce prevista en la memoria mecánica.

22.4 Evaluación de los cruces

A continuación, se muestran las imágenes de los cruces viales presentes en la ruta de la red aérea

Figura 8. Zonas de cruce vial identificadas en el trazado de la red aérea











Nota. Imágenes del trazado suministradas por Google Earth.

Para las estructuras de la red aérea se utilizan postes de 12 m. Con esta altura, la condición más desfavorable presenta una altura libre mínima de 7,2474 m, superior a los 5,6 m requeridos para carreteras, caminos y zonas sujetas a tránsito vehicular. Por tanto, los postes de 12 m proporcionan la separación vertical necesaria para este criterio.

22.5 Edificaciones próximas

El trazado no presenta edificaciones próximas diferentes de las fincas atendidas ni conductores proyectados sobre edificaciones. Por ello, las distancias RETIE a muros, ventanas, balcones y techos no representan una condición crítica para el diseño de la red.

22.6 Áreas cultivadas y zona rural

El corredor atraviesa cultivos, potreros y terreno rural. Para áreas cultivadas, pastos y huertos donde se mantiene control sobre la altura de la vegetación, el RETIE establece 5,6 m de distancia mínima al suelo. La menor altura libre calculada es 7,2474 m, con un margen mínimo de 1,6474 m.

22.7 Separación entre conductores

Para conductores del mismo circuito entre 8,7 kV y 50 kV, el RETIE exige 30 cm más 1 cm por cada kV sobre 8,7 kV. Para 13,2 kV:

$$D_{min} = 30 + (13{,}2 - 8{,}7) = 34{,}5cm$$

$$Margen = 120 - 34{,}5 = 85{,}5cm$$

Nota. La separación mínima se obtiene de la Tabla 3.10.4.a del RETIE

.

22.8 Servidumbre

El Artículo 3.19.1 del RETIE pertenece al capítulo de líneas de transmisión y establece zonas de servidumbre para tensiones iguales o superiores a 57,5 kV. Por tratarse de una red de distribución de 13,2 kV, la Tabla 3.19.1.a no asigna un ancho numérico de servidumbre a este proyecto. Esta condición no elimina las gestiones prediales o derechos de paso que puedan requerirse para construcción, operación y mantenimiento de la red.

El corredor debe conservar las distancias de seguridad del Título 10, el acceso necesario para construcción, operación y mantenimiento y el control de vegetación requerido para mantener dichas distancias.

23. (V) Justificación técnica de desviación de la norma

Durante el desarrollo del diseño de la red de distribución eléctrica de la vereda Matanegra no se identificaron desviaciones frente a los requisitos establecidos en el RETIE ni en la normativa técnica aplicable al proyecto. Los criterios de diseño, selección de conductores, estructuras, protecciones, transformadores y sistemas de puesta a tierra se definieron de acuerdo con las condiciones del proyecto y los lineamientos técnicos de ENERCA S.A. E.S.P**.**En consecuencia, no se requieren justificaciones técnicas por desviaciones normativas para el presente diseño.

24. (W) Otros estudios

De acuerdo con el alcance y las características del proyecto, los estudios técnicos necesarios para el diseño de la red de distribución se encuentran desarrollados dentro de la presente memoria y sus apartados correspondientes. No se requieren análisis complementarios adicionales para esta etapa del diseño, por lo cual no aplica.

25. (X) Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

El proyecto corresponde al diseño de una red de distribución eléctrica conectada al sistema de ENERCA S.A. E.S.P., por lo que no contempla la instalación de equipos propios de generación de energía, convencionales o no convencionales. En consecuencia, este ítem no aplica.

Referencias

Empresas Públicas de Medellín E.S.P. (2019). Guía Metodológica No. 09: Análisis del nivel de tensión requerido. EPM-UCET-NYL-GM-09.

ENERCA S.A. E.S.P. Norma de Construcción de Redes de Media y Baja Tensión. Capítulo III: Redes Eléctricas en Media Tensión. Código NR-MMD-PEG-01, Versión 01.

MATLAB Login | MATLAB & Simulink. (s. f.-b). https://matlab.mathworks.com/

Grupo EPM. (2019). GM-07: Guía metodológica cálculo de campos electromagnéticos en redes de distribución.

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2024). Resolución CREG 101-035 de 2024.
ENERCA S.A. E.S.P. (2024). Norma de construcción de redes de media y baja tensión (MA-MDE-PSE-01, Versión 02).

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2018). IEEE Std C57.110-2018: Recommended practice for establishing liquid-immersed and dry-type power and distribution transformer capability when supplying nonsinusoidal load currents. IEEE.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2024). IEEE Std C57.12.80-2024: Standard terminology for power and distribution transformers. IEEE.

Enel Colombia. (2021). ET501 Fusibles para MT, tipo K y tipo T. Likinormas. https://likinormas.enelcol.com.co/especificaciones/especificaciones-tecnicas-locales-btmt/et501-fusibles-para-mt-tipo-k-y-tipo-t

International Electrotechnical Commission. (2026). IEC 60909-0:2026. Short-circuit currents in three-phase a.c. systems - Part 0: Calculation of currents.
Procables - Prysmian Group. (s. f.). ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) [Ficha técnica].

Schneider Electric. (s. f.). Verification of the withstand capabilities of cables under short-circuit conditions. Electrical Installation Guide. https://www.electrical-installation.org/enwiki/Verification_of_the_withstand_capabilities_of_cables_under_short-circuit_conditions

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2010). IEEE Std 1410-2010: IEEE guide for improving the lightning performance of electric power overhead distribution lines.

ENERCA. (s. f.). MA-MDE-PSE-01: Norma de construcción de redes de media y baja tensión. Criterios de apantallamiento y puesta a tierra.

Empresa de Energía de Boyacá S.A. E.S.P. (s. f.). Manual de uso de la guía de presentación de diseños para proyectos particulares.

Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2022). IEEE Std 519-2022: IEEE standard for harmonic control in electric power systems.

IPRECOM S.A.S. (2023). Diseño detallado de las instalaciones eléctricas: Proyecto Teleislas Nueva Sede.

ENEL CODENSA. (2018). Especificación técnica: Sistema puesta a tierra en acero inoxidable (ET-492, Revisión 13).

ENERCA. (s. f.). MA-MDE-PSE-01: Norma de construcción de redes de media y baja tensión. Criterios de apantallamiento y puesta a tierra.

ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) Procables. (s. f.). https://co.prysmian.com/sites/co.prysmian.com/files/media/documents/FT-

CRITERIOS DE DISEÑO DE LA RED DE ELECTRIFICACIÓN RURAL. (2019). https://www.essa.com.co/site/Portals/14/Docs/Norma%20tecnica/Adenda%20Rural/NORMA_DE_ELECTRIFICACION_RURAL-NTR-27-12-2019.pdf?utm_source

Guía Metodológica: Cálculo de conductor económico. (2019). https://www.cens.com.co/Portals/cens/institucional/Especificaciones/Documentos-en-revision/norma-tecnica/Guias-complementarias-de-dise%C3%B1o-grupo-EPM/GM-01-guia-metodologica-calculo-de-conductor-economico.pdf

Procables - Prysmian Group. (s. f.). ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) [Ficha técnica].

Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. (2026). Información técnica de factibilidad, solicitud de servicio No. 4973, 9 de julio de 2026.