

Cód. Dependencia.Serie o Subserie 620.39

MEMORIAS DE CÁLCULO

PROYECTO: CONSTRUCCION DE REDES ELECTRICAS DE MEDIA Y BAJA TENSION Y NUEVOS CENTROS DE CARGA EN LA VEREDA EL AMPARO DEL MUNICIPIO DE YOPAL DEPARTAMENTO DE CASANARE

PROPIETARIO: Enerca SA E.S.P

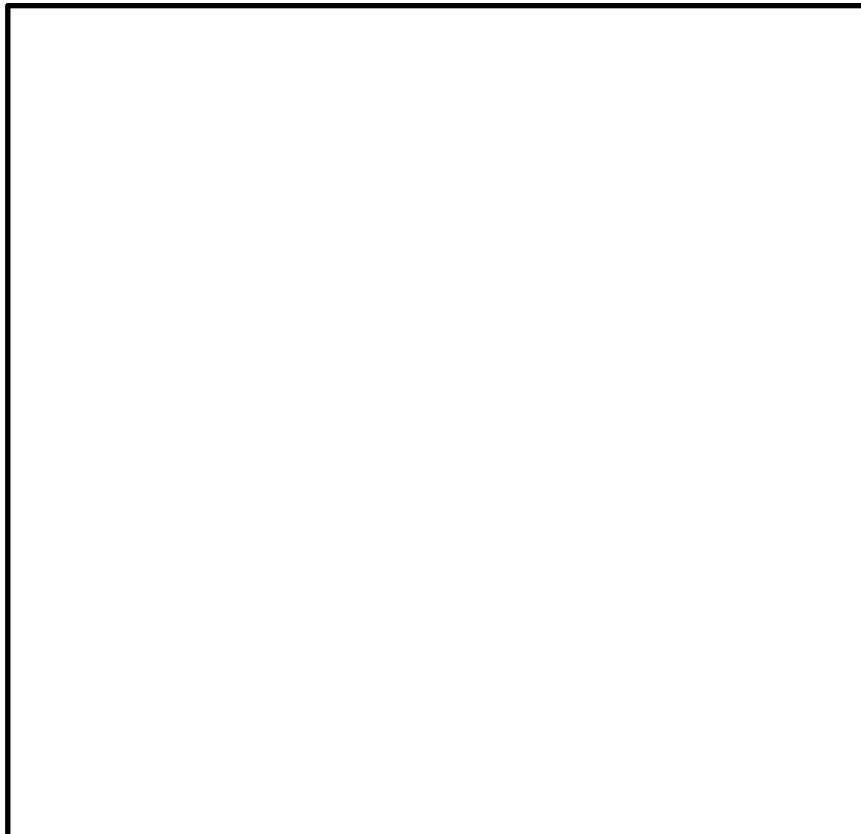
DIRECCIÓN: Vereda el Amparo y Barbillal Yopal-Casanare

DISEÑADO POR: Andrés Lara Rodríguez

Ingeniero Electromecánico

Mat. Prof. No. BY250-40681

APROBACIÓN ENERCA S.A E.S.P.:



Yopal, 22 de abril de 2025.

Contenido

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	6
2. ÍTEMS DE CUMPLIMIENTO RETIE	7
3. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.....	8
3.1 Electro patología.....	9
3.2 Factores de riesgo eléctrico más comunes	9
3.3 Matriz de riesgos	12
4. ANÁLISIS DE RIESGOS POR DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS) Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN.....	17
5. ANÁLISIS Y CÁLCULO DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS.	24
6. COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO.	27
6.1 Distancias de fuga.....	28
7. ANÁLISIS Y CÁLCULOS DE CORTOCIRCUITO, ARCO ELÉCTRICO Y FALLA A TIERRA... 	30
8. ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.	35
9. CÁLCULOS DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS.....	35
10. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.....	35
11. CÁLCULO DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA INCLUYENDO INFORME DE MEDIDA DE RESISTIVIDAD.	39
12. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA TODOS LOS FACTORES DE PÉRDIDAS, LAS CARGAS RESULTANTES Y LOS COSTOS DE LA ENERGÍA.....	56

13. ESPECIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, TENIENDO EN CUENTA EL TIEMPO DE DISPARO DE LOS INTERRUPTORES, LA CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO DE LA RED Y LA CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CONDUCTOR, DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60909 U OTRA EQUIVALENTE.	59
14. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECCIÓN Y SOPORTE DE REDES DE TRANSMISIÓN, DE DISTRIBUCIÓN, SUBESTACIONES Y CENTRALES DE GENERACIÓN.	64
15. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTES. EN BAJA TENSIÓN SE PERMITE LA COORDINACIÓN CON LAS CARACTERÍSTICAS DE LIMITACIÓN DE CORRIENTE DE LOS DISPOSITIVOS SEGÚN IEC 60947-2 ANEXO A.	70
16.1 Conclusiones del analisis de curvas	75
16. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBOS, DUCTOS, CANALES Y ELECTRODUCTOS), BANDEJAS PORTA CABLES Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, CANDELETAS, ARMARIOS, ETC.).....	76
17. CÁLCULO DE PÉRDIDAS DE ENERGÍA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA.....	76
18. CÁLCULOS DE REGULACIÓN DE TENSIÓN.....	77
19. ÁREAS CLASIFICADAS COMO PELIGROSAS.....	80
20. DISTANCIAS DE SEGURIDAD O SERVIDUMBRE REQUERIDAS.....	80

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 Proceso de Gestión del Riesgo (Fuente: Adoptada de la norma NTC-ISO 31000).....	8
Ilustración 2 Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 Hz a 100 Hz Fuente: Adaptada de la de la norma NTC 4120.....	9
Ilustración 3 fuente: NTC 4552-2. Procedimiento para la selección de medidas de protección en la estructura	19
Ilustración 4 fuente: NTC 4552-2 Procedimiento para la selección de las medidas de protección en los servicios	20
Ilustración 5 mapa ceraunico para Colombia	21
Ilustración 6 Estudio corto sector 1	31
Ilustración 7 Estudio corto sector 2	32
Ilustración 8 Estudio corto sector 3	33
Ilustración 9 Estudio corto sector 5	34
Ilustración 10 Estudio corto sector 6	35
Ilustración 11 Medidor MI-2088.....	40
Ilustración 12 Método utilizado medida resistividad.....	41
Ilustración 13 Circuito trifásico derivación horizontal H-1036.....	64
Ilustración 14 Instalación de transformador monofásico en red abierta 13,2 kV.....	65
Ilustración 15 Circuito 2 fases horizontal 13,2 kV- Rural.....	66
Ilustración 16 Alineación BT perchas 3 puestos baja tensión- RURAL.....	67
Ilustración 17 Estructura retención BT 3 perchas rural	68
Ilustración 18 Estructura alineamiento B.T percha 2 puestos RURAL	69
Ilustración 19 Estructura Retención B.T percha 2 puestos RURAL	70

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.3. a. Factores de riesgos eléctricos más comunes.	11
Tabla 2 fuente RETIE- Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos.	12
Tabla 3 fuente RETIE-Tabla 1.5.1.4.1. b. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.	12
Tabla 4 Matriz de análisis riesgo por quemaduras.....	13
Tabla 5 Matriz de análisis riesgo por corrientes inducidas.....	13
Tabla 6 Matriz de análisis riesgo por choque eléctrico contacto directo.....	14
Tabla 7 Matriz de análisis riesgo por descargas eléctricas	14
Tabla 8 Matriz de análisis riesgo por daño a equipos	15
Tabla 9 Matriz de análisis riesgo a personas y equipos	15
Tabla 10 Matriz de análisis riesgo a equipos.....	16
Tabla 11 Matriz de análisis riesgo por Choque eléctrico-tensión de paso	16
Tabla 12 Matriz de análisis riesgo por electrocución	17
Tabla 13 fuente: NTC 4552-1 Efecto de los rayos sobre estructuras típicas	18
Tabla 14 fuente NTC 4552-1 Efectos del rayo en acometidas típicas	18
Tabla 15 siglas para evaluación de eventos.....	21
Tabla 16 Datos de entrada para realización de cálculos	22
Tabla 17 valores de eventos anuales	22
Tabla 18 matriz de parámetros de riesgos.....	23
Tabla 19 Clasificación de estructura.....	23
Tabla 20Clasificación de tipo de estructura.....	23

Tabla 21	Clasificación subindicador de altura y área	23
Tabla 22	Indicador de Gravedad	24
Tabla 23	Clasificación de nivel de riesgo	24
Tabla 24	Acciones sugeridas de acuerdo al riesgo	24
Tabla 25	Factor de diversidad	25
Tabla 26	análisis de carga para Sector 1 vereda el Amparo	25
Tabla 27	análisis de carga para Sector 2 vereda el Amparo	26
Tabla 28	Análisis de carga para Sector 3 vereda el Amparo	26
Tabla 29	Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #1	26
Tabla 30	Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #2	27
Tabla 31	Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #3	27
Tabla 32	Análisis de carga para Sector 6 vereda Barbilla	27
Tabla 33	Anexo de normativa IEC 60071 valores BIL basados en la práctica en algunos países	28
Tabla 34	Selección de aisladores	28
Tabla 35	Grado de contaminación conforme a la IEC60071-2	29
Tabla 36	Datos y cálculo de distancia de fuga total	30
Tabla 37	fuentes RETIE Valores límites de exposición a campos magnéticos	35
Tabla 38	Características transformadores a instalar	36
Tabla 39	transformadores normalizados por ENERCA	36
Tabla 40	Cálculo de transformador 1 – Vereda El Amparo	37
Tabla 41	Cálculo de transformador 2 – Vereda El Amparo	37
Tabla 42	Cálculo de transformador 3 – Vereda El Amparo	37
Tabla 43	Cálculo de transformador 4 – Vereda El Amparo	38
Tabla 44	Cálculo de transformador 5 – Vereda El Amparo	38
Tabla 45	Cálculo de transformador 6 – Vereda El Amparo	39
Tabla 46	Cálculo de transformador 5 – Vereda Barbilla	39
Tabla 47	Medida y resultados de resistividad transformador 1	43
Tabla 48	Medida y resultados de resistividad transformador 2	45
Tabla 49	Medida y resultados de resistividad transformador 3	47
Tabla 50	Medida y resultados de resistividad transformador 4	49
Tabla 51	Medida y resultados de resistividad transformador 5	51
Tabla 52	Medida y resultados de resistividad transformador 6	53
Tabla 53	Medida y resultados de resistividad transformador 7	55
Tabla 54	Puesta a tierra proyecto	56
Tabla 55	Cálculo económico de conductores Sector 1	57
Tabla 56	Cálculo económico de conductores Sector 3	57
Tabla 57	Cálculo económico de conductores Sector 5	58
Tabla 58	Cálculo económico de conductores Sector 5	58
Tabla 59	Protecciones utilizadas en el proyecto	71
Tabla 60	Perdidas de energía para conductores de media tensión	76
Tabla 61	Perdidas de energía para conductores de Baja tensión	77
Tabla 62	Cálculo de regulación para los 6 sectores en media tensión	78
Tabla 63	Cálculo de regulación para los 6 sectores en baja tensión	79
Tabla 64	Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones RETIE	80
Tabla 65	Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones RETIE	81
Tabla 66	Distancias verticales en vanos con líneas	81
Tabla 67	Ítems de obra	82

1. Descripción del proyecto

Objeto del Proyecto:

El presente proyecto tiene como objetivo la ampliación de la red eléctrica de baja y media tensión para zonas residenciales rurales en la vereda el amparo y la vereda Barbillal del municipio de Yopal del departamento de Casanare, con el fin de suministrar energía eléctrica a 26 usuarios de estrato 1,2 Y 3 en viviendas construidas.

Identificación y Descripción de la Línea de Alimentación del Proyecto:

- **Nivel de Tensión:** Media tensión (13,2 kV) y baja tensión (220 V).
- **Tipo y Calibre del Conductor:**
 - Para la red de **media tensión**, se utilizará conductor tipo **ACSR calibre 2 AWG con aislamiento XLPE 90°**.
 - Para la red de **baja tensión**, se utilizará conductor tipo **línea abierta desnudo ACSR calibre 2/0 AWG**.
- **Remodelaciones en la Red Existente:** En uno de los tramos se realizará la expansión de una red de baja tensión existente, para garantizar la correcta alimentación eléctrica a dos nuevos usuarios.

Tipo de Proyecto Eléctrico:

Rural.

Tipo de Cliente:

Residencial.

Estrato Económico: Estrato 1,2 Y 3.

- **Características de la Infraestructura:** Viviendas construidas.
- **Número de Clientes:** 26 usuarios.

Transformadores:

- **Tensión Primaria:** 13,2 kV.
- **Tensión Secundaria:** 240/120 V.
- **Cantidad y Capacidad de Transformadores:**
 - Se instalarán **7 transformadores** con una capacidad total de **55 kVA**, distribuidos de la siguiente manera:
 - **3 transformadores de 5 kVA.**
 - **4 transformadores de 10 kVA.**

Este diseño garantiza el cumplimiento de los requisitos técnicos y normativos aplicables, permitiendo brindar un suministro eléctrico confiable y eficiente a los usuarios beneficiados en la zona rural.

Memorias de cálculo

2. Ítems de cumplimiento RETIE

ÍTEM DE CUMPLIMIENTO RETIE	OBSERVACIÓN
a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	
f. Análisis del nivel tensión requerido.	
g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1	
h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.	
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	
k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo	
l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.	
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En bajatensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	
n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).	
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	
p. Cálculos de regulación.	
q. Clasificación de áreas.	
r. Elaboración de diagramas unifilares.	Ver en planos
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	Ver en planos
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyéndolas de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.	

v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	N. A
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	N. A

3. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

El Artículo 1.5.1 del RETIE, titulado Análisis de riesgos de origen eléctrico, subraya la importancia de crear conciencia sobre los riesgos asociados al uso de la electricidad en cualquier contexto donde se empleen elementos energizados. Este artículo exige que el personal que trabaje en sistemas o instalaciones eléctricas, de acuerdo con las características específicas de la actividad o proceso, realice un análisis exhaustivo de los posibles riesgos eléctricos. Además, deben implementar las medidas necesarias para evitar que estos riesgos se materialicen o agraven, con la finalidad de prevenir posibles patologías relacionadas.

El uso tanto industrial como doméstico de la electricidad ha incrementado la incidencia de accidentes eléctricos, como contactos con elementos energizados o incendios. Estos eventos se han intensificado debido al crecimiento en el número de instalaciones eléctricas, especialmente en la distribución y el uso final de la electricidad. Según el artículo, la evaluación adecuada de las condiciones de riesgo conocidas y la comprensión de los factores involucrados permiten predecir con gran precisión el resultado del paso de corriente eléctrica por el cuerpo humano.



Ilustración 1 Proceso de Gestión del Riesgo (Fuente: Adoptada de la norma NTC-ISO 31000)

3.1 Electro patología

Esta disciplina se centra en el estudio de los efectos que la corriente eléctrica, potencialmente peligrosa, puede tener en el organismo humano, así como en los diferentes tipos de accidentes que puede provocar. Las consecuencias del paso de la corriente por el cuerpo humano varían desde una leve molestia hasta la muerte, dependiendo del tipo de contacto. Sin embargo, es importante señalar que, en la mayoría de los casos, la muerte no ocurre de forma instantánea. Por esta razón, el RETIE ha recopilado una serie de conceptos básicos que deben ser considerados para aumentar la seguridad y conciencia sobre los riesgos eléctricos.

En la siguiente gráfica adaptada de la NTC 4120, con referente IEC 60479-1, se detallan las zonas de los efectos de la corriente alterna de 15 Hz a 100 Hz..

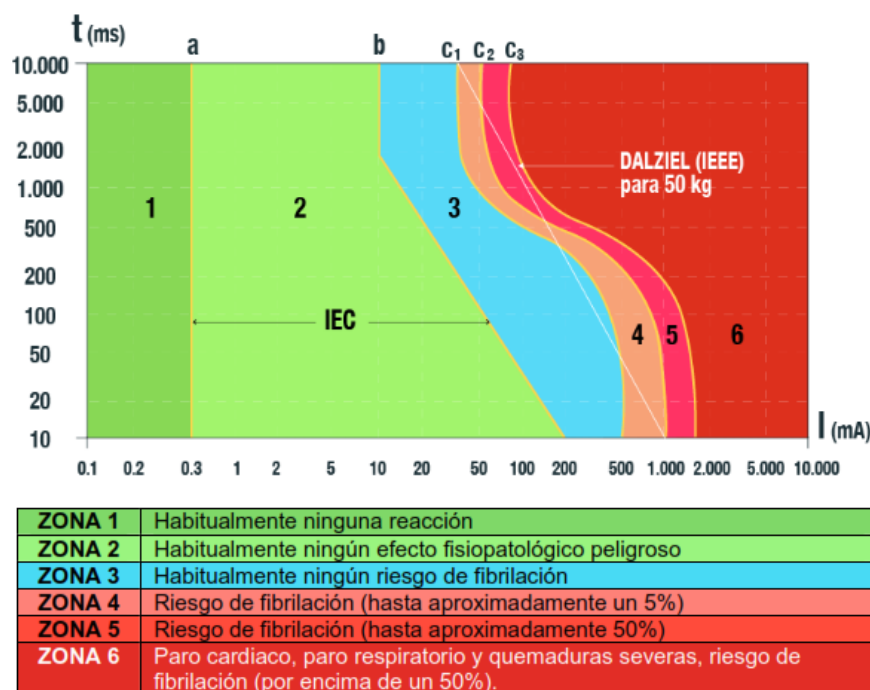


Ilustración 2 Zonas de tiempo/corriente de los efectos de las corrientes alternas de 15 Hz a 100 Hz Fuente: Adaptada de la de la norma NTC 4120

3.2 Factores de riesgo eléctrico más comunes

Según el presente reglamento RETIE, todas las instalaciones eléctricas implican un riesgo inherente. Dado que no es posible controlar permanentemente todos estos riesgos, se han seleccionado ciertos factores que, al no ser considerados, provocan la mayor cantidad de accidentes eléctricos. Para estos factores específicos, el RETIE ha adoptado medidas de protección destinadas a reducir y mitigar dichos riesgos, con el objetivo de mejorar la seguridad en las instalaciones eléctricas.



ARCOS ELÉCTRICOS

POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de transformadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra los rayos ultravioletas.



CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

POSIBLES CAUSAS: Falla en el diseño, violación de anchos de zonas de servidumbre, mediciones con equipo no calibrado.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Respetar los anchos de zonas de servidumbre y los valores de límites de exposición a campos electromagnéticos.



CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.



CONTACTO INDIRECTO

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.



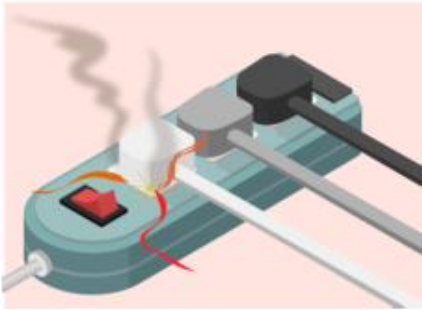

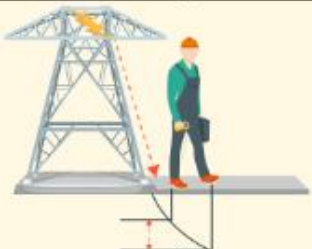
	<p>CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.</p>
	<p>RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además, suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.</p>
	<p>SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.</p>
	<p>TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>
	<p>TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.</p>

Tabla 1 Fuente: RETIE Tabla 1.5.1.3. a. Factores de riesgos eléctricos más comunes.

3.3 Matriz de riesgos

De acuerdo con lo establecido en el presente RETIE, para evaluar el grado de riesgo de tipo eléctrico, se deberá utilizar la siguiente matriz de toma de decisiones. En la **Tabla 2** se realizará la evaluación del riesgo, mientras que en la **Tabla 3** se determinarán las acciones a tomar en función del nivel de riesgo identificado.

RIESGO A EVALUAR:		por _____ (al) o (en) _____								
		EVENTO O EFECTO (E): Quemaduras	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E): Arco eléctrico							
		FUENTE (E): Celda de 13,8 KV								
RIESGO POTENCIAL <input type="checkbox"/> RIESGO MATERIALIZADO <input type="checkbox"/>		PROBABILIDAD								
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa	E	D	C	B	A	
					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	
	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 _____ Matrícula profesional _____ Lugar de la evaluación _____ Fecha _____

Fuente: Adoptada de la Resolución 90708 del 2013..

Tabla 2 fuente RETIE- Tabla 1.5.1.4.1. a. Matriz para análisis de riesgos.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisible para trabajar. Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo – PES.
	Alto	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar al riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el Permiso de Trabajo – PT presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (Minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder de grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro – ATS y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo – PT según procedimiento establecido.
	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios.	No afecta la secuencia de las actividades.

Fuente: Adoptada de la Resolución 90708 del 2013.

Tabla 3 fuente RETIE-Tabla 1.5.1.4.1. b. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.

Riesgo a evaluar	Quemaduras		por		Arco Eléctrico		(al) o (en)		Transformador RED M.T y B.T		
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)				Fuente				
RIESGO POTENCIAL		x	RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD					
CONSUENCIAS						E	D	C	B	A	
	En personas	Economicas	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	
	Una o mas 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 inportantes 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	
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbilla			20/12/2024		
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha		

Tabla 4 Matriz de análisis riesgo por quemaduras

Riesgo a evaluar	Corrientes inducidas		por	Campos electromagnéticos		(al) o (en)	Lineas M.T			
	Evento o Efecto			Factor de riesgo (Causa)			Fuente			
RIESGO POTENCIAL		x	RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD				
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En personas	Economicas	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
	Una o mas 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 inportantes 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
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681		Vda el Amparo y Barbilla			20/12/2024		
Evaluador			Matricula profesional		Lugar de evaluación			Fecha		

Tabla 5 Matriz de análisis riesgo por corrientes inducidas

Riesgo a evaluar	Coque eléctrico		por		Contacto directo		(al) o (en)		Manipulación en M.T y B.T		
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)					Fuente			
RIESGO POTENCIAL			RIESGO MATERIALIZADO				PROBABILIDAD				
CONSECUENCIAS							E	D	C	B	A
	En personas	Economicas	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
	Una o mas 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 inportantes 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
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbillal			20/12/2024		
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha		

Tabla 6 Matriz de análisis riesgo por choque eléctrico contacto directo

Riesgo a evaluar	Descarga eléctrica		por		Contacto indirecto		(al) o (en)		Baja tensión y postes	
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)				Fuente			
RIESGO POTENCIAL			RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD				
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En personas	Economicas	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
	Una o mas 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 inportantes 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
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y BarbillaI			20/12/2024	
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha	

Tabla 7 Matriz de análisis riesgo por descargas eléctricas

Riesgo a evaluar	Daño a equipos		por		cortacircuitos		(al) o (en)		Red M.T y B.T	
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)				Fuente			
RIESGO POTENCIAL			RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD				
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En personas	Economicas	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
	Una o mas 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 inportantes 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
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbillal			20/12/2024	
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha	

Riesgo a evaluar	Equipos		por		Sobrecarga		(al) o (en)		Residencias		
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)		Factor de riesgo (Causa)		Fuente		Fuente		
RIESGO POTENCIAL			RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD					
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A	
	En personas	Economicas	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	
	Una o mas 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 dia)	Daños severos interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños inportantes 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	
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbilla			20/12/2024		
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha		

Tabla 10 Matriz de análisis riesgo a equipos

Riesgo a evaluar	Choque eléctrico		por		Tensión de paso		(al) o (en)		Lineas de M.T y B.T		
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)		Factor de riesgo (Causa)		Fuente		Fuente		
RIESGO POTENCIAL			RIESGO MATERIALIZADO			PROBABILIDAD					
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A	
	En personas	Economicas	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	
	Una o mas 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	
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbilla			20/12/2024		
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha		

Tabla 11 Matriz de análisis riesgo por Choque eléctrico-tensión de paso

Riesgo a evaluar	Eléctrocución		por		Tensión de contacto		(al) o (en)		Red M.T-B.T	
	Evento o Efecto		Factor de riesgo (Causa)		Fuente		Probabilidad		Fuente	
	RIESGO POTENCIAL		RIESGO MATERIALIZADO		Probabilidad		Fuente		Fuente	
CONSECUENCIAS	En personas	Economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						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
	Una o mas 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
Andres Lara Rodriguez			BY250-40681			Vda el Amparo y Barbillal			20/12/2024	
Evaluador			Matricula profesional			Lugar de evaluación			Fecha	

Tabla 12 Matriz de análisis riesgo por electrocución

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

Los rayos que impactan estructuras pueden causar daños significativos tanto a las mismas como a las personas cercanas, por lo que es fundamental identificar los riesgos y adoptar medidas para mitigar sus efectos. En la norma NTC 4552-1, se realiza un análisis detallado de estos eventos, proporcionando herramientas para evaluar los riesgos asociados.

La tabla 4 describe los efectos típicos de los rayos sobre las estructuras, como daños físicos, incendios, y la destrucción de materiales sensibles. Por otro lado, la tabla 5 detalla los efectos del rayo sobre las acometidas, abarcando impactos en líneas de suministro de energía, telecomunicaciones y otras instalaciones conectadas, que pueden ocasionar fallos en los equipos eléctricos y electrónicos

Las posibles medidas de protección son:

- Adecuado aislamiento de piezas conductoras expuestas.
- Equipotencialización por medio de un sistema de puesta a tierra.
- Restricciones físicas y avisos de prevención.

Tabla 1. Efecto de los rayos sobre estructuras típicas

Tipo de estructura según la función y/o el contenido	Efectos del rayo
Casa de habitación	Perforación de instalaciones eléctricas, fuego y daños materiales Daño limitado normalmente a los objetos expuestos al punto de toque o a la trayectoria de la corriente del rayo. Falla de equipo eléctrico y electrónico y de sistemas instalados (ej. Sistemas de TV, computadoras, módems, teléfonos, etc.)
Edificación rural	Riesgo primario de fuego y tensiones de paso peligrosos, así como daño material. Riesgo secundario causado por pérdida de energía eléctrica, y peligro de vida del ganado debido a la falta de control electrónico de sistemas de ventilación y de suministro de alimentos, etc.
Teatro, Hotel, Escuela, Almacén grande, Área deportiva	Daño de instalaciones eléctricas (ej. iluminación eléctrica) probablemente causa de pánico. Falla de alarmas contra incendio, dando por resultado retrasos en las medidas de extinción del fuego
Banco, Compañía de seguros Centros comerciales, etc.	Situaciones como las anteriores, más problemas resultado de pérdida de comunicación, falla de computadoras y pérdida de datos
Hospital, Clínica de reposo, Prisión	Situaciones como las anteriores, más complicaciones con las personas en cuidados intensivos, y dificultades de rescatar a gente inmóvil.
Industria	Efectos adicionales dependiendo del contenido de la fábricas, extendiéndose de menor importancia por daño inaceptable y pérdida de la producción.
Museos y sitios arqueológicos Iglesias	Pérdida de patrimonio cultural irreemplazable.
Telecomunicaciones, Centrales eléctricas	Pérdidas inaceptables de servicio al público.
Fábrica de fuegos artificiales Trabajos con municiones	Fuego y explosión de la planta y a sus alrededores.
Planta química, Refinería Central nuclear, Laboratorios bioquímicos y plantas	Fuego y mal funcionamiento de la planta con consecuencias perjudiciales al ambiente local y global.

Tabla 13 fuente: NTC 4552-1 Efecto de los rayos sobre estructuras típicas

Tabla 2. Efectos del rayo en acometidas típicas

Tipo de acometida	Efectos del rayo
Líneas de telecomunicaciones	Daños mecánicos de la línea, derretimiento de pantallas y conductores, falla del aislamiento del cable y falla primaria del equipo principal causa de inmediata pérdida del servicio. Fallas secundarias en los cables de fibra óptica con daño del cable pero sin pérdida del servicio.
Líneas de Energía	Daños en los aisladores de líneas aéreas de baja tensión. Perforaciones del aislamiento del cable de la línea, falla del aislamiento del equipo de la línea y de transformadores con la consecuencia de perder el servicio.
Tuberías de agua	Daños a los equipos de control eléctrico y electrónico, probablemente causando la pérdida del servicio.
Tuberías de gas, Tuberías de combustible	Perforaciones de empaques no metálicos probablemente causando fuego y/o la explosiones. Daños a equipos de control eléctrico y electrónico probablemente causando pérdida del servicio.

Tabla 14 fuente NTC 4552-1 Efectos del rayo en acometidas típicas

Para el análisis de riesgos por descargas atmosféricas, se toman en cuenta las normativas establecidas en el RETIE vigente. Este documento hace referencia a las normas NTC 4552-1 y NTC 4552-2 sobre Protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos). En la primera parte de estas normativas, se establecen los principios generales y la gestión de los riesgos, utilizando procedimientos específicos para el diseño y análisis. Estos procedimientos están ilustrados en las Ilustración 3 y 4 del documento normativo.

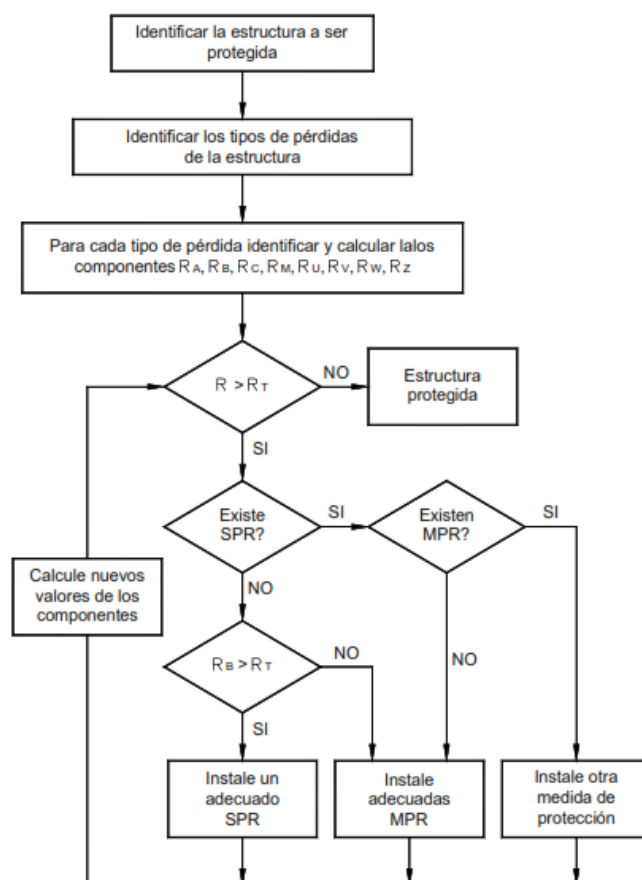


Ilustración 3 fuente: NTC 4552-2. Procedimiento para la selección de medidas de protección en la estructura

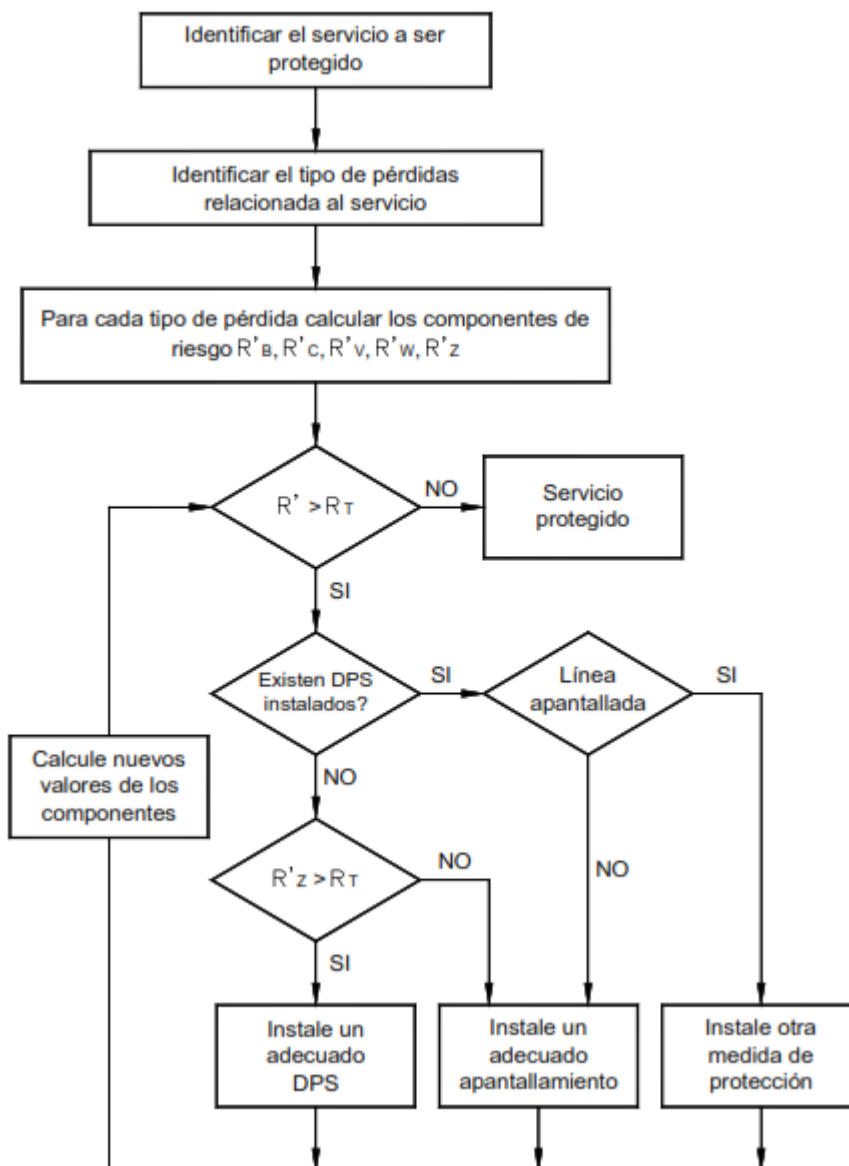


Ilustración 4 fuente: NTC 4552-2 Procedimiento para la selección de las medidas de protección en los servicios

La evaluación del número de eventos anuales se realiza siguiendo los lineamientos de la norma NTC 4552-2, que incluye un estudio detallado sobre las probabilidades de ocurrencia en diferentes ubicaciones. Para facilitar la comprensión y el análisis, el glosario con los términos clave se presenta en la Tabla 6, mientras que los resultados de dichas probabilidades se encuentran resumidos en la Tabla 7. Esta metodología permite una evaluación precisa y fundamentada de los riesgos asociados.

Sigla	Descripción
DDT	Densidad descargas a tierra
NC	Numeros de dias tormentosos al año
Nd	Evaluación Del promedio anual de descargas sobre la estructura
Ad	Area efectiva de la estructura aislada (m ²)
Cd	Factor a tomar en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto
Nda	Evaluación del promedio anual de descargas sobre estructuras adyacentes
Ad/a	Area efectiva de la estructura adyacente aislada (m ²)
Cd/a	Factor a tomar en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto
Ct	Factor de correccion por transformador
Nm	Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a la estructura
Am	Área de influencia de la estructura (m ²)
Ad/b	Área efectiva de la estructura (m ²)
Cd/b	Factor a tomar en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto
Ni	Evaluación del número promedio anual de descargas sobre las acometidas de servicios
Ai	Área efectiva de descargas al servicio (m ²)
Cd	Factor de localización del servicio
Ct	Factor de correccion por transformador
Hb	Altura del punto de la estructura por donde ingresa la acometida de servicio
Ha	Altura de la estructura de donde proviene la acometida de servicio (m)
Hc	Msnm
Ni	Evaluación del número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio

Tabla 15 siglas para evaluación de eventos

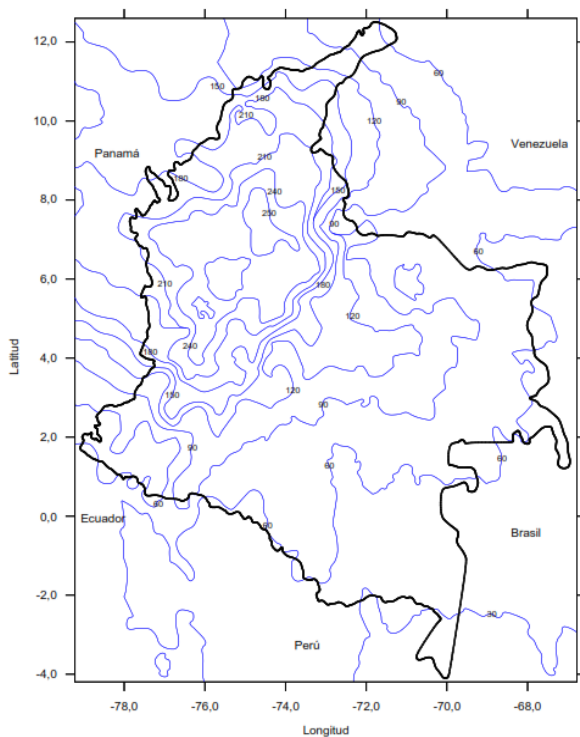


Figura A.9. Mapa de ISO-Niveles ceraunicos para Colombia (Área de 30 km x30 km) - 1999

Ilustración 5 mapa ceraunico para Colombia

Tabla de datos de entrada	
NC	120,00
Ad	574,47
Cd	0,25
Cd/a	0,50
Ad/a	4107,57
Ct	0,20
Ad/b	102732,57
hb	8,00
ha	3,00
lc	1000,00
Ai	40614,00
Hc	7,00
Ce	1,00

Tabla 16 Datos de entrada para realización de cálculos

Evaluaciones	Valor
DDT	2,9783
Nd	0,0004
Nda	0,0012
Nm	0,3121
Ni	0,0242
NI	0,0060

Tabla 17 valores de eventos anuales

Se puede concluir que, aunque la probabilidad de que ocurra un suceso sea baja, esta no es nula. Por esta razón, es necesario implementar medidas de protección que permitan mitigar posibles riesgos y garantizar la seguridad de las personas y las estructuras involucradas.

Procedemos a realizar el análisis de riesgos utilizando indicadores de riesgo, considerando la densidad de descargas a tierra calculada previamente y una corriente pico absoluta de 40 kA (valor estándar en Colombia). Con estos datos, se consulta la tabla 9 para clasificar el nivel de riesgo en función de los parámetros obtenidos, determinando un riesgo medio.

Indicador de parametros del rayo			
Densidad de descargas a tierra [Descargas/km ² -año]	Corriente pico absoluta promedio [kA]		
	40≤labs	20≤labs<40	labs<20
30≤DDT	Severos	Severos	Altos
15≤DDT<30	Severos	Altos	Altos
5≤DDT<15	Altos	Medios	Medios
DDT<5	Medios	Bajos	Bajos

DDT	2,978322108	Medio	
labs	40kA	Promedio en colombia	

Tabla 18 matriz de parámetros de riesgos

Se procede a calcular el indicador de gravedad utilizando los subindicadores correspondientes, los cuales varían dependiendo del tipo de terreno. Para este propósito, se emplean las tablas 10, 11 y 12, que proporcionan los datos necesarios, y se aplica la siguiente fórmula:

$$I_G = I_{uso} + I_r + I_M$$

Clasificación de estructuras	Ejemplos de estructuras	Indicador
A	Teatros, Centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, Parques de diversión, aeropuertos, hospitales, prisiones	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas	0

Tabla 19 Clasificación de estructura

Tipo de estructura	Indicador
No metálica	40
Mixta	20
Metálica	0

Tabla 20 Clasificación de tipo de estructura

Altura y área de estructura	Indicador
Área menor a 900 m ² y altura menor a 25 m	5
Área menor a 900 m ² y altura mayor a 25 m	20
Área mayor a 900 m ² y altura menor a 25 m	10
Área mayor a 900 m ² y altura mayor a 25 m	20

Tabla 21 Clasificación subindicador de altura y área

Siglas	Descripción	Clasificación	Valor
Iuso	Subindicador relacionado con el uso de la estructura	B	30
Ir	Subindicador relacionado con el tipo de estructura	No metálica	40
Im	Subindicador relacionado con la altura y area	Area menor a 900 m ² y altura menor a 25 m	5
IG	Indicador de gravedad	Alta	75

Tabla 22 Indicador de Gravedad

Parametros	Gravedad	Severos	Altos	Moderados	Bajos	Leve
Severos		Alto	Alto	Alto	Medio	Medio
Altos		Alto	Alto	Medio	Medio	Bajo
Medio		Alto	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Bajos		Medio	Medio	Bajo	Bajo	Bajo

Tabla 23 Clasificación de nivel de riesgo

Nivel de riesgo	Acciones sugeridas
Nivel de riesgo bajo	SPI Cableado y PT según NTC 2050-IEEE 1100
Nivel de riesgo medio	SPI Cableado y PT según NTC 2050-IEEE 1101 SPE
Nivel de riesgo alto	SPI Cableado y PT según NTC 2050-IEEE 1102 SPE Plan de prevención y contingencia

Tabla 24 Acciones sugeridas de acuerdo al riesgo

Con este análisis se logra evaluar el riesgo frente a descargas atmosféricas, identificando que el nivel de riesgo es medio. Como medida de mitigación, se propone implementar un Sistema de Protección Externo (SPE), específicamente un Sistema de Puesta a Tierra (SPT).

El objetivo principal del SPT será garantizar la conducción segura de las corrientes de descarga atmosférica hacia el suelo, minimizando los riesgos para las personas, las instalaciones y los equipos. Esto se logrará a través del diseño adecuado del sistema, asegurando una baja resistencia de tierra, una distribución eficiente de las corrientes y el cumplimiento de las normativas vigentes para proteger las estructuras ante posibles daños eléctricos

5. Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos.

En base a la **NTC 2050, Sección 220**, se efectúan los cálculos de iluminación para el análisis de cargas iniciales. Este análisis toma en consideración los valores especificados en la norma, asegurando el cumplimiento de los requerimientos mínimos establecidos. Los parámetros a evaluar incluyen:

- 1 circuito mínimo de 1500 VA para cocina.
- 1 circuito mínimo de 1500 VA para lavado y planchado.

- 1 circuito mínimo de 1500 VA para pequeños aparatos.
- 33 VA/m² para iluminación

Se deben realizar los cálculos teniendo en cuenta el estrato correspondiente. En nuestro caso, el estudio se enfoca en viviendas de estrato uno, dos y tres en zonas rurales. Para ello, se aplicará el factor de diversificación según los valores establecidos en la tabla 16.

SECTOR	FACTOR DE DIVERSIDAD
ESTRATOS 1, 2, 3 y 4	$F_{div,est} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
ESTRATOS 5 y 6	$F_{div,est} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS MONOFÁSICOS BIFILARES	$F_{div,com} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$
COMERCIAL USUARIOS TRIFILARES Y TETRAFILARES	$F_{div,com} = \frac{1}{0,3 + 0,7 * e^{\left(\frac{1-N}{4,5}\right)}}$

Tabla 25 Factor de diversidad

Se realiza el estudio para cada uno de los transformadores a instalar teniendo los siguientes resultados.

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m ²	990	1	0,00	990	1	990,00	35%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	4
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,459
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						2157,18	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,46	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						5912,61	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						5,91	

Tabla 26 análisis de carga para Sector 1 vereda el Amparo

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	25%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	1
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,00
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						1587,38	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,00	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						1587,38	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						1,59	

Tabla 27 análisis de carga para Sector 2 vereda el Amparo

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	35%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	5
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,64
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						2157,18	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,64	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						6587,32	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						6,59	

Tabla 28 Análisis de carga para Sector 3 vereda el Amparo

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	25%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	3
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,29
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						1587,38	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,29	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						3682,19	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						3,68	

Tabla 29 Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #1

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	40%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	5
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,64
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						2442,08	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,64	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						7457,31	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						7,46	

Tabla 30 Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #2

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	40%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	4
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,46
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						2442,08	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,46	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						6693,50	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						6,69	

Tabla 31 Análisis de carga para Sector 5 vereda el Amparo Transformador #3

Carga instaladas residenciales							Area [m2]
Descripcion	Potencia [W]	Factor De potencia	Potencia reactiva [VAr]	Potencia [VA]	Cantidad	Total Carga [VA]	30
Circuito Cocina	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Estrato
Circuito Lavado y Planchado	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	1
Circuito De pequeños aparatos	1500	1	0,00	1500	1	1500,00	Fac_Dem
Circuito de iluminación 33 VA/m2	990	1	0,00	990	1	990,00	35%
Televisor 32" pantalla plana	125,4008	0,98	25,46	127,96	1	127,96	Numero usuarios
Nevera 9 pies cúbicos	159,6028	0,98	32,41	162,86	1	162,86	2
Minicomponente	49,9996	0,98	10,15	51,02	1	51,02	Fac_Div
Ventilador 12'	28,4984	0,98	5,79	29,08	1	29,08	1,14000988
Carga Instalada total [VA]						5860,92	
CARGA MAXIMA --->						162,86	
DEMANDA MÁXIMA [VA] --->						2157,18	
FACTOR DE DIVERSIDAD --->						1,14	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [VA] --->						3784,50	
DEMANDA MÁXIMA DIVERSIFICADA [KVA] --->						3,78	

Tabla 32 Análisis de carga para Sector 6 vereda Barbilal

6. Coordinación de aislamiento eléctrico.

Para el análisis de coordinación de aislamiento, se selecciona un Nivel Básico de Aislamiento (BIL). Según ENERCA, para sistemas de 13,2 kV, se debe tomar un BIL de 110 kV, lo cual puede corroborarse como un nivel adecuado en la tabla 24. A partir de este valor, se obtienen los datos de la tabla 25, donde se elige un aislador tipo *line post*. Este tipo de aislador

es utilizado en zonas con altos niveles ceraúnicos, ya que en áreas rurales la probabilidad de descargas atmosféricas ligeramente mayor.

ANEXO A (Informativo)

Tabla A.1
Valores de niveles de aislamiento asignados para $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$
para tensiones más elevadas para el material U_m no normalizado por
la CEI, basados en la práctica existente en algunos países

Tensión más elevada para el material U_m kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada de corta duración a frecuencia industrial kV (valor eficaz)	Tensión soportada normalizada a los impulsos tipo rayo kV (valor de cresta)
2,75	15	30 45 60
5,5	19	45 60 75
8,25	27	60 75 95
15,5	35	75 85 110
27,0	50	95 125 150
30,0	70	160
38,0	70	125 150 200
40,5	80	190
48,3	105	150 200 250
82,5	150	380
100	150	380
	185	450
204	275	650
	325	750

Tabla 33 Anexo de normativa IEC 60071 valores BIL basados en la práctica en algunos países

Parametros de selección		
Descripción	Valor	Unidad
Nivel de tensión red	13,2	kV
Vmax(Tensión maxima)	17,5	kV
Nivel Basico de aislamiento (BIL)	110	kV
Tipo de aislador	Line post	

Tabla 34 Selección de aisladores

6.1 Distancias de fuga

De acuerdo a la normativa de ENERCA se halla la distancia mínima de fuga se requieren los valores de tensión de la red donde en nuestro caso son 13,2 kV y con este valor se halla la Tensión máxima la cual sería 17,5 kV, con la tabla 26 se clasifica nuestro predio el cual es rural y zonas industriales el cual se ve clasificado en un grado de contaminación

insignificante o ligere el cual tiene una Df (distancia mínima de fuga) de 16 mm/kV, ya que el predio se encuentra a una altura de 350 m.s.n.m (metros sobre el nivel del mar) de logra hallar el factor de corrección con la siguiente formula:

$$\delta = e^{\frac{h}{8150}}$$

Para hallar la distancia total de fuga se utiliza la siguiente formula

$$D_t = \frac{V_{\max}}{\sqrt{3}} \cdot D_f \cdot \delta$$

Teniendo como resultado los datos de la tabla 21 donde se obtiene una distancia de fuga de 168,75 mm.

GRADO DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	DISTANCIA MINIMA DE FUGA (Df)
I – Insignificante o Ligero	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas sin zonas industriales y con baja densidad de casas equipadas con sistemas de calefacción • Áreas con baja densidad de industrias o casas sometidas a vientos y lluvias frecuentes • Áreas agrícolas (1) • Áreas montañosas <p>Todas estas áreas están situadas al menos 10 a 20 Km. del mar y no deberán estar expuestas a vientos directos de la zona marina.</p>	16 mm/kV
II – Medio o Mediano	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con industrias que no producen humos contaminantes y/o con densidad promedio de casas equipadas con instalaciones de calefacción. • Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sometidas a vientos y lluvias frecuentes • Áreas expuestas a los vientos del mar pero no demasiado cerca de la costa al menos varios kilómetros de distancia. 	20 mm/kV
III. Alto	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas con alta intensidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. • Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar. 	25 mm/kV
IV. Muy alto	<ul style="list-style-type: none"> • Áreas generalmente de moderada extensión, sometidas a polvos conductores y a humos industriales que producen depósitos conductores densos. • Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas al mar y expuestas a lluvias y a vientos fuertes y contaminados desde el mar. • Áreas desérticas, caracterizadas por no lluvias por largos períodos, expuestas a fuertes vientos que arrastran arena y sal y sometidas a condensación regular 	31 mm/kV

Tabla 9 Grado de contaminación conforme a la IEC 60071-2

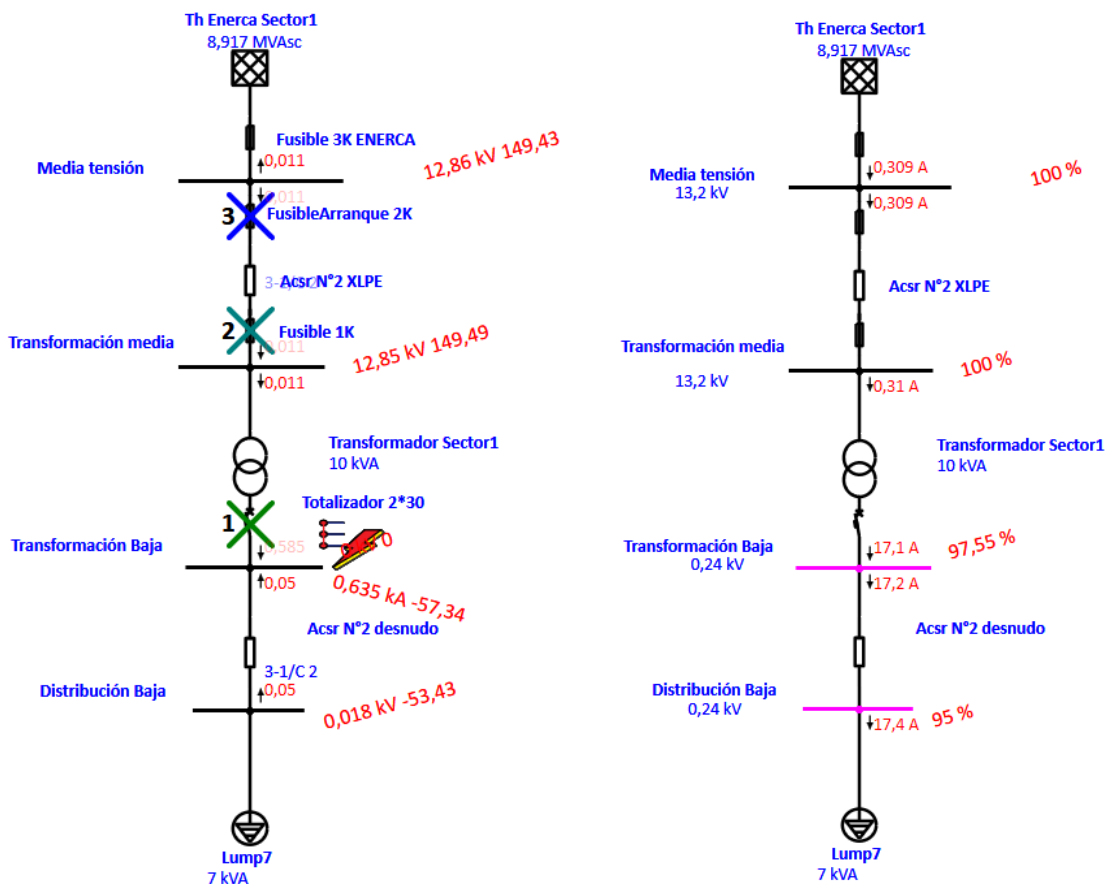
Tabla 35 Grado de contaminación conforme a la IEC60071-2

Parametros de selección		
Descripción	Valor	Unidad
Nivel de tensión red	13,2	kV
δ : factor de corrección	1,04388026	
Vmax(Tensión maxima)	17,5	kV
Df(la distancia minima de fuga)	16	mm/kV
h=Altura sobre nivel del mar	350	m
Dt(distancia total de fuga a calcular)	168,751673	mm

Tabla 36 Datos y cálculo de distancia de fuga total

7. Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

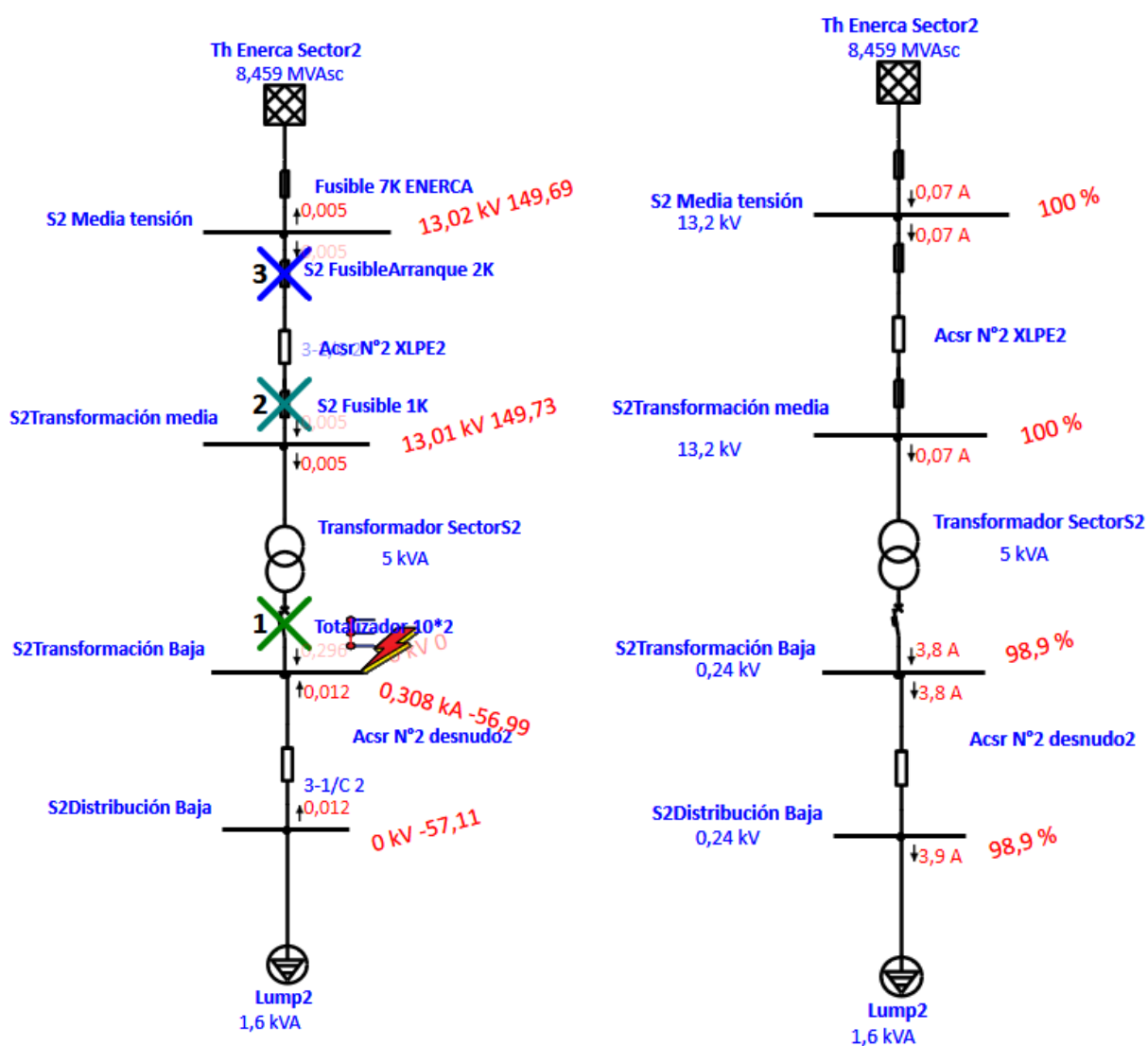
Se realiza el estudio de cortocircuito, identificando el peor escenario de falla con la ayuda de la herramienta ETAP. Los resultados obtenidos son los siguientes:



SC Rating			
	MVAsc	MVAsc	X/R
3-Phase	8,917		4,601
1-Phase	6,63	2,21	3,155
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ll} I_f$	

Ilustración 6 Estudio corto sector 1

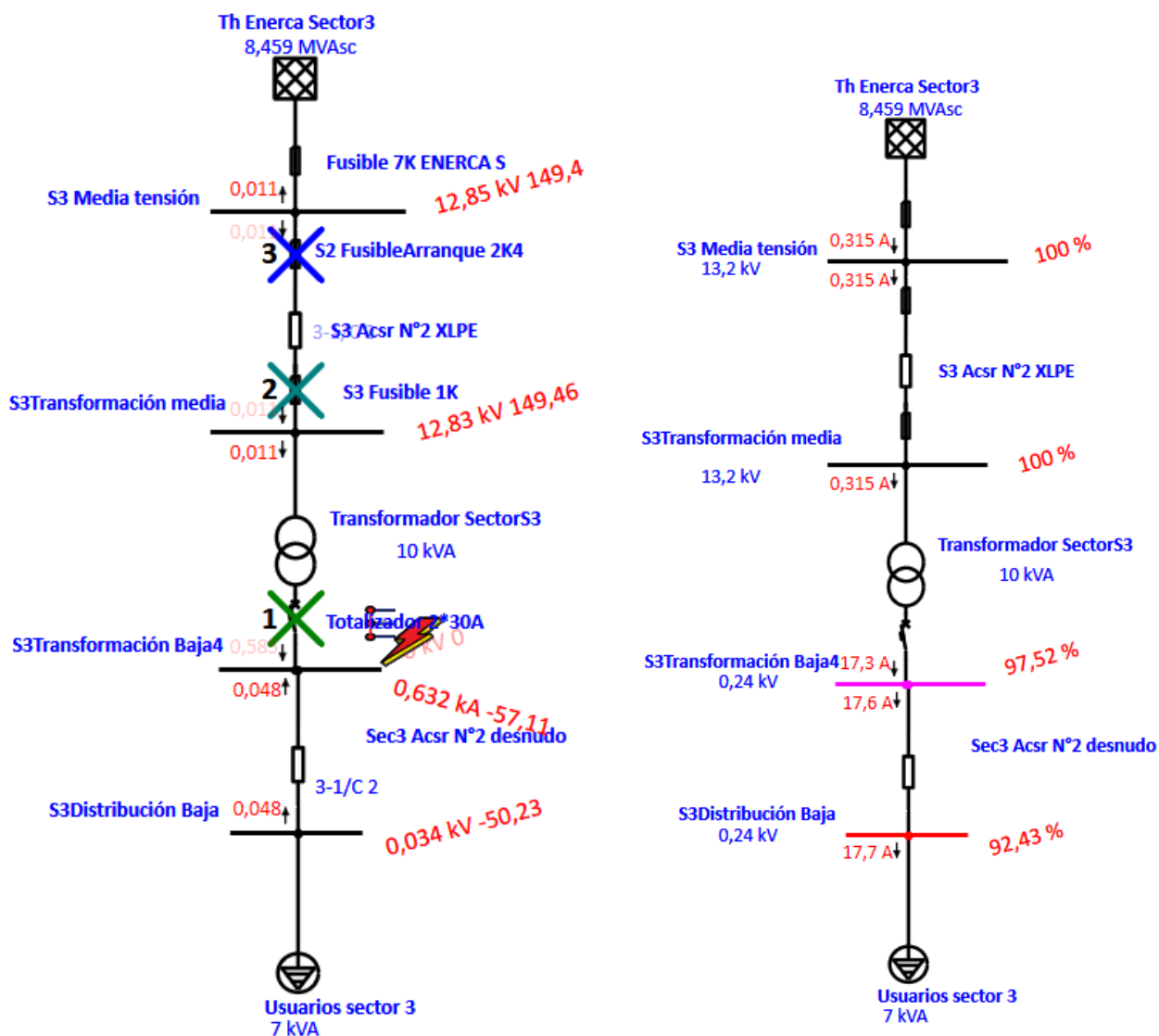
En el análisis del sector uno, se evidencia una correcta selectividad de protecciones, las cuales actúan adecuadamente ante una falla



SC Rating			
	MVAsc	MVAsc	X/R
3-Phase	8,459		4,601
1-Phase	6,173	2,058	3,155
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ln} I_f$	

Ilustración 7 Estudio corto sector 2

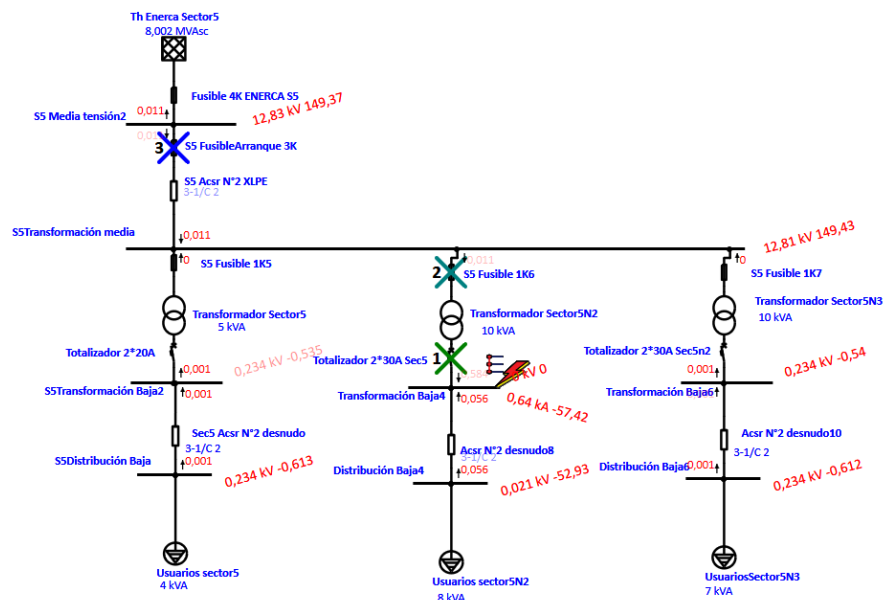
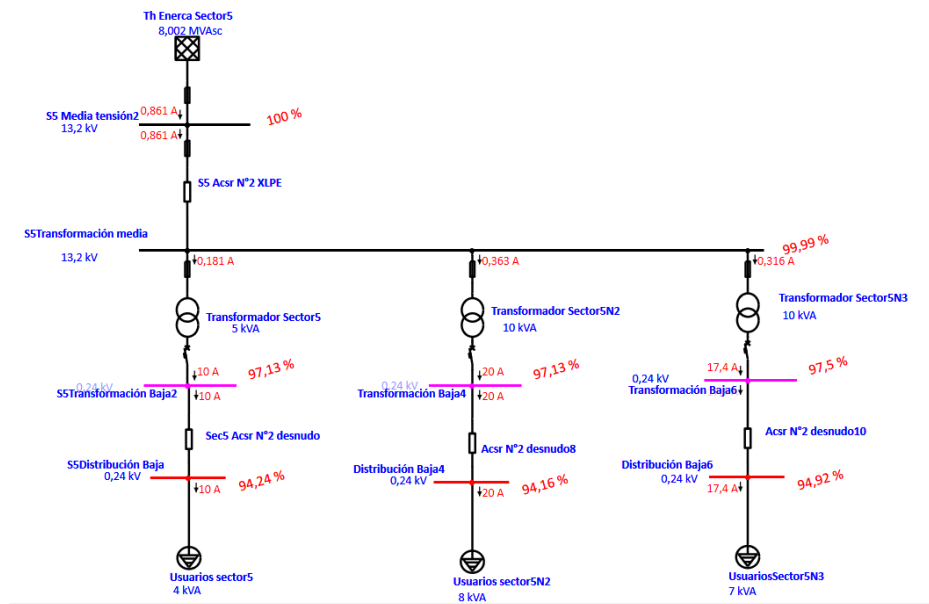
Para análisis del segundo sector también se evidencia una correcta actuación de protecciones ante una falla y una corriente menor en el diagrama de flujo de carga ya que la carga conectada es solo un usuario



SC Rating			
	MVA _{sc}	MVA _{sc}	X/R
3-Phase	8,459		4,601
1-Phase	6,173	2,058	3,155
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ln} I_f$	

Ilustración 8 Estudio corto sector 3

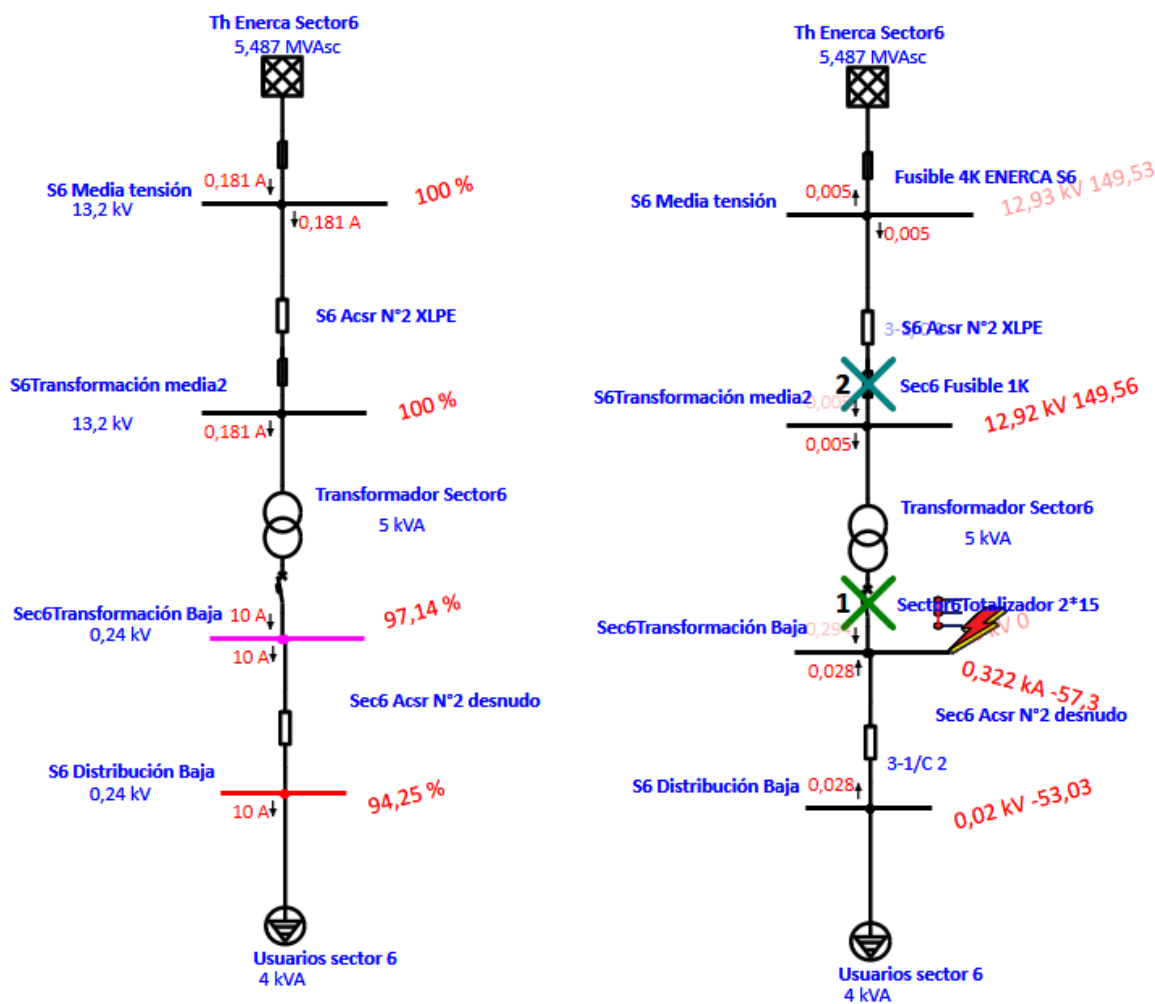
En el tercer sector tenemos una correcta actuación de protecciones una selectividad donde no es necesario cambio de protección ya que la protección de ENERCA es de fusible tipo K de 7 amperios.



SC Rating			
	MVAsc	MVAsc	X/R
3-Phase	8,002		4,601
1-Phase	5,944	1,981	3,155
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ll} I_f$	
			0,35
			0,26

Ilustración 9 Estudio corto sector 5

En el análisis del sector 5 se observa una correcta actuación frente a fallas, donde la avería de un transformador solo afecta su funcionamiento sin comprometer el resto del sistema.



SC Rating				
	MVA _{sc}	MVA _{sc}	X/R	kA _{sc}
3-Phase	5,487		4,601	0,24
1-Phase	3,887	1,296	3,155	0,17
	$\sqrt{3} V_{ll} I_f$	$V_{ll} I_f$		

Ilustración 10 Estudio corto sector 6

En el análisis del sector 6, dado que el transformador será instalado en el mismo poste, no se requiere un fusible de arranque, evidenciándose así el correcto funcionamiento del sistema sin necesidad de protección adicional en el arranque.

8. Análisis del nivel tensión requerido.

Con el objetivo de cumplir con los requerimientos de regulación y garantizar un suministro eléctrico confiable, se plantea la expansión de una red de media tensión a 13,2 kV. Esta ampliación permitirá la posterior conexión a un transformador, encargado de reducir la tensión a niveles de baja tensión (120 V), para el abastecimiento de los usuarios finales.

9. Cálculos de campos electromagnéticos.

Para el caso de las instalaciones objeto de este Reglamento, las personas que por sus actividades estén expuestas a campos electromagnéticos o el público en general, no deben ser sometido a campos que superen los valores establecidos en la Tabla 29 del RETIE.

Tabla 3.11.1. a. Valores límites de exposición a campos electromagnéticos

Tipo de exposición	Intensidad de campo eléctrico (kV/m)	Densidad de flujo magnético (μT)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas	8,3	1 000
Exposición del público en general	4,16	200

Fuente: Adoptada de la Resolución 90708 del 2013.

Tabla 37 fuente RETIE Valores límites de exposición a campos magnéticos

Según el RETIE vigente, todo diseño de líneas de transmisión con tensiones iguales o superiores a 57,5 kV debe incluir cálculos de campo eléctrico y campo magnético, con el fin de garantizar el cumplimiento de los límites establecidos para la exposición humana. Sin embargo, dado que las líneas del presente diseño operan a tensiones inferiores a este valor (13,2 kV), no será necesario realizar dichos cálculos.

10. Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

Para el cálculo del transformador, es imprescindible conocer la cantidad de carga a alimentar, es decir, la capacidad instalada total. Esto permite seleccionar el transformador más adecuado para soportar y alimentar la carga. La capacidad final del transformador del proyecto se determina considerando la demanda total diversificada, la tasa de crecimiento de

la demanda y la vida útil, que se propone en 15 años. Esto asegura un diseño confiable que permita futuras ampliaciones. La expresión es la siguiente:

$$P_t = P_0(1 + i)^t$$

Donde:

P_t = Demanda del transformador

P_0 = Potencia de carga del transformador

i = Tasa de crecimiento anual de la carga

t = Tiempo de demanda del transformador

Prosiguiendo con el cálculo de transformadores se refiere a la normativa de ENERCA donde se toman los siguientes valores

Característica	Valor	Unidad
Tipo de transformador	Bifasico	
Tensión primario	13200	V
Tensión secundario	240/120	V
Tipo de conexión	N/A	
Refrigeración	ONAN/ONAF	
Nivel de aislamiento	200/95	kV

Tabla 38 Características transformadores a instalar

kVA	Tensión Primaria (V)	Tensión Secundaria (V)	Relación de Transformación	Corriente Primaria (A)	Corriente Secundaria (A)	Tipo de Refrigerante	Tipo de Conexión	Derivaciones (%)
3	13200	120	110	0,2	8,36	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
5	13200	120	110	0,4	8,38	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
10	13200	120	110	0,8	8,42	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
15	13200	120	110	1,1	8,46	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
25	13200	120	110	1,9	8,54	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
37,5	13200	120	110	2,8	8,65	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
50	13200	120	110	3,8	8,75	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
75	13200	120	110	5,7	8,96	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5
100	13200	120	110	7,6	9,17	ONAN	DY5	-2,5,-5 : +5,+2,5

Tabla 5 Capacidades de transformadores monofásicos normalizadas en ENERCA

Tabla 39 transformadores normalizados por ENERCA

Calculo transformador 1		
Potencia carga instalada	6,31	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	6,41	kVA
Potencia nominal del transformador	10,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	12,00	A
Corriente devanado primario	0,76	A
Corriente devanado secundario	83,33	A

Tabla 40 Cálculo de transformador 1 – Vereda El Amparo

Calculo transformador 2		
Potencia carga instalada	1,79	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	1,81	kVA
Potencia nominal del transformador	5,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	6,00	A
Corriente devanado primario	0,38	A
Corriente devanado secundario	41,67	A

Tabla 41 Cálculo de transformador 2 – Vereda El Amparo

Calculo transformador 3		
Potencia carga instalada	6,99	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	7,09	kVA
Potencia nominal del transformador	10,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	12,00	A
Corriente devanado primario	0,76	A
Corriente devanado secundario	83,33	A

Tabla 42 Cálculo de transformador 3 – Vereda El Amparo

Calculo transformador 4		
Potencia carga instalada	3,88	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	3,94	kVA
Potencia nominal del transformador	5,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	6,00	A
Corriente devanado primario	0,38	A
Corriente devanado secundario	41,67	A

Tabla 43Cálculo de transformador 4 – Vereda El amparo

Calculo transformador 5		
Potencia carga instalada	7,86	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	7,98	kVA
Potencia nominal del transformador	10,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	12,00	A
Corriente devanado primario	0,76	A
Corriente devanado secundario	83,33	A

Tabla 44Cálculo de transformador 5 – Vereda El amparo

Calculo transformador 6		
Potencia carga instalada	7,09	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	7,20	kVA
Potencia nominal del transformador	10,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	12,00	A
Corriente devanado primario	0,76	A
Corriente devanado secundario	83,33	A

Tabla 45 Cálculo de transformador 6 – Vereda El amparo

Calculo transformador 7		
Potencia carga instalada	3,98	kVA
Porcentaje de crecimiento de la carga	0,10	%
Tiempo de demanda del Transformador	15,00	Años
Demanda final del transformador	4,04	kVA
Potencia nominal del transformador	5,00	kVA
Sobrecarga del 20% del transformador	6,00	A
Corriente devanado primario	0,38	A
Corriente devanado secundario	41,67	A

Tabla 46 Cálculo de transformador 5 – Vereda Barbillal

11. Cálculo de sistema de puesta a tierra incluyendo informe de medida de resistividad.

Introducción

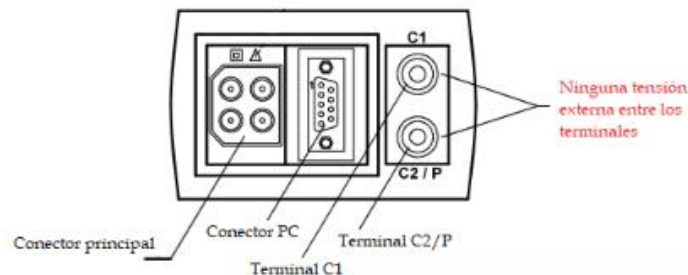
El objetivo de este informe es presentar los resultados de la medición de resistividad del suelo en siete ubicaciones diferentes, donde se planea instalar sistemas de puesta a tierra para transformadores rurales. Las mediciones se

realizaron utilizando el método de Wenner con distancias de separación de los electrodos (a) de 1 metro, 3 metros y 5 metros, en dos direcciones: horizontal y vertical. Para estas pruebas, se utilizó el medidor de puesta a tierra MI-2088 el cual cuenta con certificado de calibración adjunto en los anexos y GPS Garmin. Además, se realizó un análisis de suelo en dos capas con el software ETAP y un estudio de resistividad de malla mediante el método de puntos finitos

El medidor de puesta a tierra MI-2088 cuenta con los siguientes elementos en su parte frontal.



En la parte de conexión se tienen los siguientes puertos y algunas recomendaciones a tener en cuenta:



Recomendaciones:

- La tensión máxima permitida entre los terminales de ensayo y tierra es de 300V
- La tensión máxima permitida entre los terminales de ensayo es 600V
- La corriente máxima permanente en los terminales de ensayo C1-C2/P es de 0,3A

Ilustración 11 Medidor MI-2088

Metodología

Método de Wenner: El método de Wenner es una técnica comúnmente utilizada para medir la resistividad del suelo. Consiste en colocar cuatro electrodos en línea recta, separados por una distancia igual (a). Los dos electrodos externos

inyectan corriente en el suelo, mientras que los dos electrodos internos miden la diferencia de potencial. La resistividad aparente del suelo se calcula utilizando la fórmula:

$$\rho = 2\pi a R \rho = 2\pi a R$$

donde:

- ρ es la resistividad aparente del suelo,
- a es la distancia entre los electrodos,
- R es la resistencia medida (V/I).

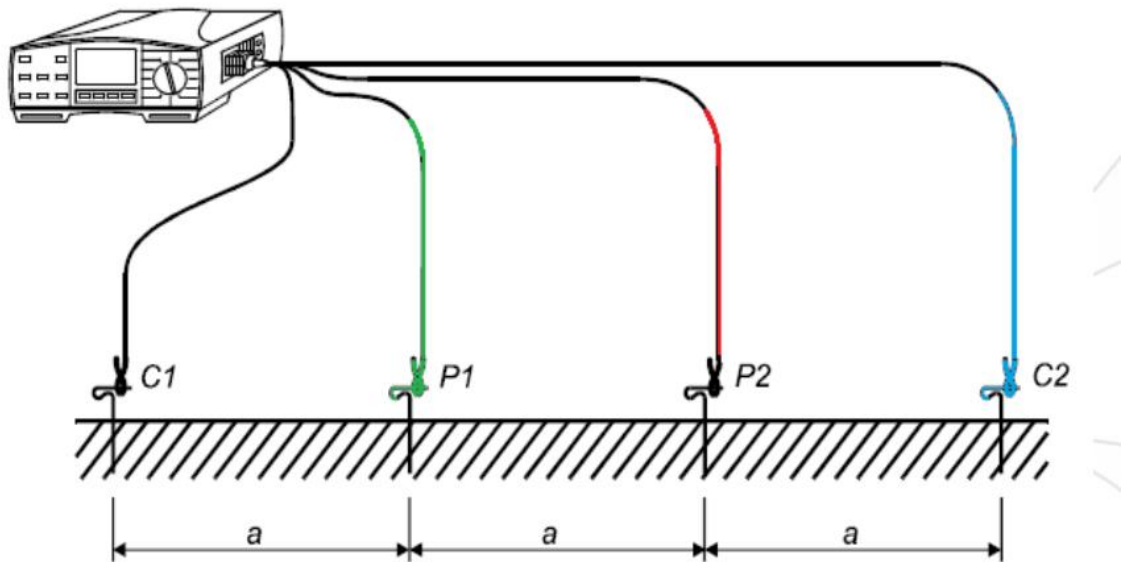


Ilustración 12 Método utilizado medida resistividad.

Equipos Utilizados:

- Medidor de puesta a tierra MI-2088.

Procedimiento:

1. Se colocaron los electrodos en línea recta en las siete ubicaciones seleccionadas.
2. Se realizaron mediciones con distancias entre electrodos de 1 metro, 3 metros y 5 metros.
3. Las mediciones se realizaron en dos direcciones: horizontal y vertical.
4. Se registraron los valores de resistencia para cada configuración.

Resultados:

Transformador 1 10 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	5,000 [kΩ*m]	5,410 [kΩ*m]	5,205 [kΩ*m]	3,080 [kΩ*m]	3,150 [kΩ*m]	3,115 [kΩ*m]
3 [m]	5,080 [kΩ*m]	5,070 [kΩ*m]	5,075 [kΩ*m]	4,160 [kΩ*m]	4,170 [kΩ*m]	4,165 [kΩ*m]
5 [m]	3,150 [kΩ*m]	3,150 [kΩ*m]	3,150 [kΩ*m]	3,040 [kΩ*m]	3,010 [kΩ*m]	3,025 [kΩ*m]

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	5360,000	4041,095	853,070	643,160	24,610
2	1,000	3115,000	4041,095	495,768	643,160	-29,730
3	3,000	5075,000	3671,451	269,237	194,777	27,660
4	3,000	4165,000	3671,451	220,960	194,777	11,850
5	5,000	3150,000	3275,134	100,268	104,251	-3,970
6	5,000	3025,000	3275,134	96,289	104,251	-8,270

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	
Resistivity	Depth	Resistivity	Resistivity Tolerance
Ohm-m	m	Ohm-m	%
4072,654	2,583	2665,104	5,000

GRD Study Case Editor

Study Case ID:

Options:
Weight: ☐ 50 kg ☒ 70 kg
Ambient Temperature: °C

Method:
☒ Finite Element
☐ IEEE 80 - 2000/2013
☐ IEEE 80 - 1986
☐ IEEE 665 - 1995

Reports & Plots:
☒ Auto Display Summary & Alert
☒ Report Details
Plot Step:
Boundary Extension:

Update:
☐ # of Conductors and Rods (Optimization)

Fault Durations:
tf: Sec tc: Sec ts: Sec

Ground Short-Circuit Current:
☒ User Specified Ifg: kA X/R:
☐ Short-Circuit Study

Grid Current Factors:
St: %
Cp: %

Remarks 2nd line:

< > Help OK Cancel

0.0
Depth
0 1 2 3 4 5
1 2 3 4 5
Y

Moist soil ~ 4276,29
Moist soil ~ 2798,86

GRD Analysis Alert View for Sector1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Location	
			X	Y
Touch	14485.4	1080.1	2.5	1.47 m
Step	10500.3	3654.4	2.5	4.3 m

GPR: Volts Rg: Ohm

Alarm & Warnings
The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits
The maximum Step Voltage exceeds the tolerable limits

Tabla 47 Medida y resultados de resistividad transformador 1

En el sector 1, donde se instalará el transformador de 10 kVA, se ha detectado una alta resistividad del suelo, por lo que se procederá a rellenar los agujeros donde se colocarán los electrodos con Hidrosolta o Favige para mejorar la resistividad, garantizando así un correcto funcionamiento de la malla de puesta a tierra; se ha optado por una disposición de malla triangular (triangulo equilátero de 2.4m*2 lo cual tenemos una distancia de separación de 5 metros) debido a su eficiencia en la dispersión de corrientes eléctricas, reducción de tensiones de paso y contacto, y su adaptabilidad a las variaciones del terreno rural.

Transformador 2 5 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	5,550 [kΩ*m]	5,550 [kΩ*m]	5,550 [kΩ*m]	4,220 [kΩ*m]	4,210 [kΩ*m]	4,215 [kΩ*m]
3 [m]	3,820 [kΩ*m]	3,810 [kΩ*m]	3,815 [kΩ*m]	4,410 [kΩ*m]	4,410 [kΩ*m]	4,410 [kΩ*m]
5 [m]	1,600 [kΩ*m]	1,600 [kΩ*m]	1,600 [kΩ*m]	1,933 [kΩ*m]	1,930 [kΩ*m]	1,932 [kΩ*m]

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	5550,000	5038,531	883,310	801,907	9,220
2	1,000	4215,000	5038,531	670,838	801,907	-19,540
3	3,000	3815,000	3274,873	202,392	173,737	14,160
4	3,000	4410,000	3274,873	233,958	173,737	25,740
5	5,000	1600,000	1904,460	50,930	60,621	-19,030
6	5,000	1932,000	1904,460	61,497	60,621	1,430

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	
Resistivity	Depth	Resistivity	Resistivity Tolerance
Ohm-m	m	Ohm-m	%
5224,954	2,255	899,605	5,000

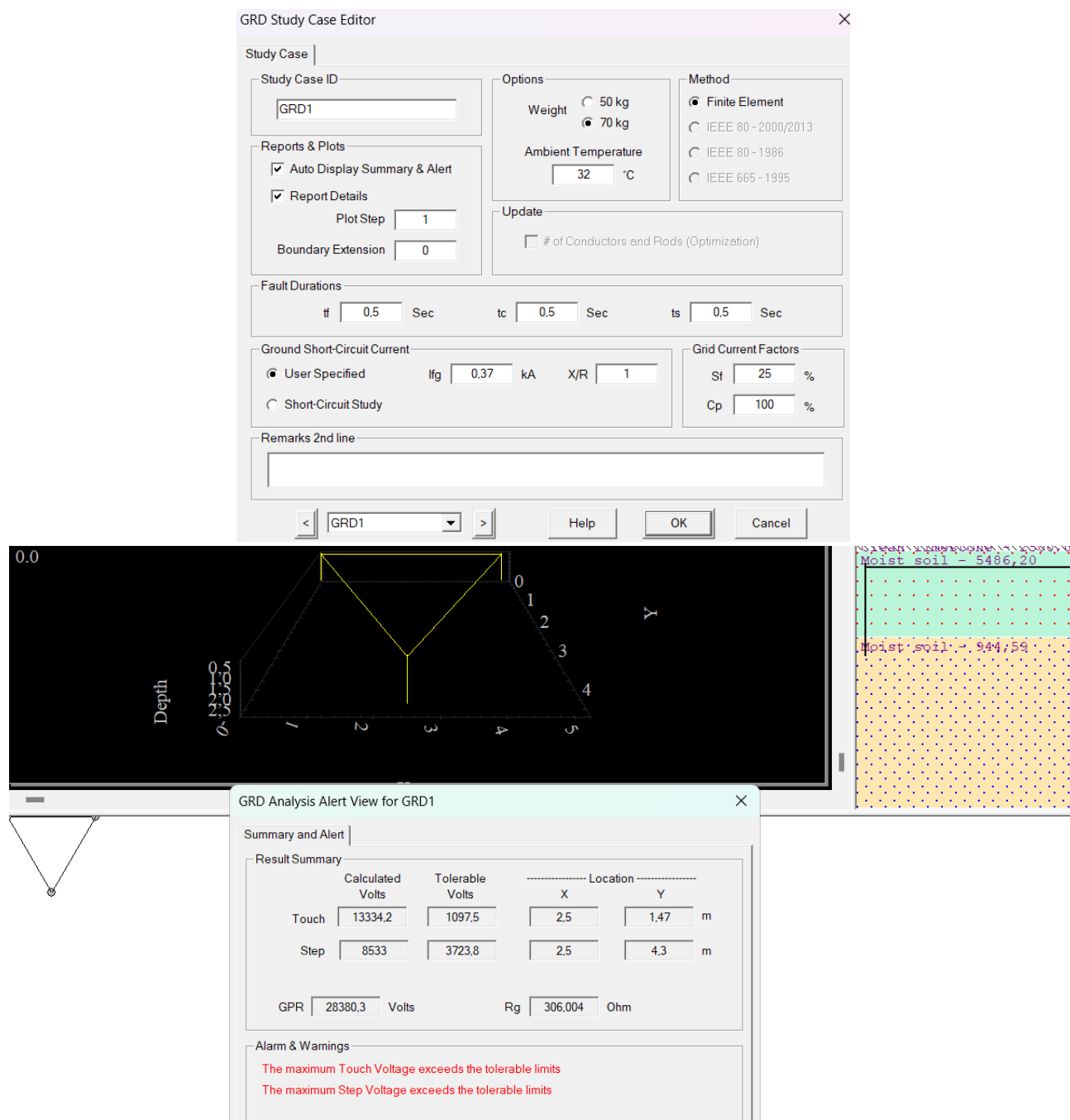


Tabla 48 Medida y resultados de resistividad transformador 2

En el sector 2, donde se instalará un transformador de 5 kVA, se ha detectado una alta resistividad del suelo, por lo que se procederá a rellenar los agujeros donde se colocarán los electrodos con Hidrosolta o Favige para mejorar la resistividad

Transformador 3 10 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	1,520 [kΩ*m]	1,523 [kΩ*m]	1,522 [kΩ*m]	1,560 [kΩ*m]	1,560 [kΩ*m]	1,560 [kΩ*m]
3 [m]	1,000 [kΩ*m]	,990 [kΩ*m]	,995 [kΩ*m]	1,550 [kΩ*m]	1,550 [kΩ*m]	1,550 [kΩ*m]
5 [m]	,584 [kΩ*m]	,583 [kΩ*m]	,584 [kΩ*m]	,659 [kΩ*m]	,659 [kΩ*m]	,659 [kΩ*m]

GRD Study Case Editor

Study Case

Study Case ID: GRD1

Options

Weight: ☐ 50 kg ☒ 70 kg

Ambient Temperature: 32 °C

Method

☒ Finite Element

☐ IEEE 80 - 2000/2013

☐ IEEE 80 - 1986

☐ IEEE 665 - 1995

Reports & Plots

☒ Auto Display Summary & Alert

☒ Report Details

Plot Step: 1

Boundary Extension: 0

Update

☐ # of Conductors and Rods (Optimization)

Fault Durations

tf: 0.5 Sec tc: 0.5 Sec ts: 0.5 Sec

Ground Short-Circuit Current

☒ User Specified Ifg: 0.37 kA X/R: 1

☐ Short-Circuit Study

Grid Current Factors

Sf: 25 %

Cp: 100 %

Remarks 2nd line

< GRD1 >

Help OK Cancel

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	1522,000	1597,299	242,234	254,218	-4,950
2	1,000	1560,000	1597,299	248,282	254,218	-2,390
3	3,000	1550,000	1032,338	82,230	54,767	33,400
4	3,000	995,000	1032,338	52,786	54,767	-3,750
5	5,000	584,000	662,093	18,589	21,075	-13,370
6	5,000	659,000	662,093	20,977	21,075	-0,470

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	Resistivity Tolerance
Resistivity	Depth	Resistivity	
Ohm-m	m	Ohm-m	%
1667,062	2,007	413,128	5,000

GRD Study Case Editor

Study Case |

Study Case ID: GRD1

Options: Weight ☐ 50 kg ☒ 70 kg
Ambient Temperature: 32 °C

Method: ☒ Finite Element
☐ IEEE 80 - 2000/2013
☐ IEEE 80 - 1986
☐ IEEE 665 - 1995

Update: ☐ # of Conductors and Rods (Optimization)

Reports & Plots: ☒ Auto Display Summary & Alert
☒ Report Details
Plot Step: 1
Boundary Extension: 0

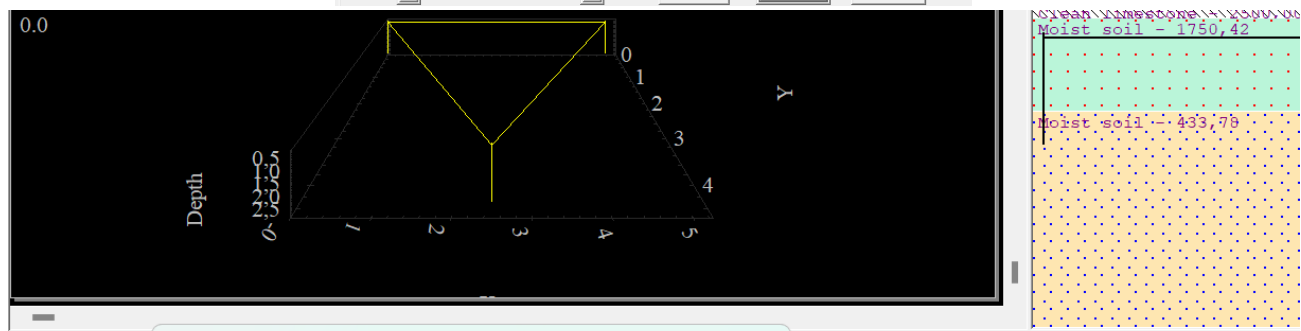
Fault Durations: tf: 0.5 Sec tc: 0.5 Sec ts: 0.5 Sec

Ground Short-Circuit Current: ☒ User Specified Ifg: 0.35 kA X/R: 1
☐ Short-Circuit Study

Grid Current Factors: St: 25 % Cp: 100 %

Remarks 2nd line:

< GRD1 > Help OK Cancel



GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	X	Y	Location
Touch	4413.2	1043.9	2.5	1.47	m
Step	2796.1	3509.5	2.5	4.3	m

GPR: 9652.5 Volts Rg: 104.076 Ohm

Alarm & Warnings: The maximum Touch Voltage exceeds the tolerable limits

Tabla 49 Medida y resultados de resistividad transformador 3

En el sector 3, donde se instalará un transformador de 10 kVA, se ha detectado que la resistividad del suelo es un poco más baja que en los otros dos sectores, pero aún sigue siendo alta para cumplir con las tensiones de paso y toque; por lo tanto, se procederá a rellenar los agujeros donde se colocarán los electrodos con Hidrosolta o Favige para mejorar la resistividad y garantizar un correcto funcionamiento de la malla de puesta a tierra.

Transformador 4 5 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	,302 [kΩ*m]	,302 [kΩ*m]	,302 [kΩ*m]	,578 [kΩ*m]	,578 [kΩ*m]	,578 [kΩ*m]
3 [m]	,058 [kΩ*m]	,058 [kΩ*m]	,058 [kΩ*m]	,087 [kΩ*m]	,086 [kΩ*m]	,087 [kΩ*m]
5 [m]	,045 [kΩ*m]	,045 [kΩ*m]	,045 [kΩ*m]	,054 [kΩ*m]	,054 [kΩ*m]	,054 [kΩ*m]

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	302,000	347,512	48,065	55,308	-15,070
2	1,000	578,000	347,512	91,992	55,308	39,880
3	3,000	58,000	68,654	3,077	3,642	-18,370
4	3,000	87,000	68,654	4,615	3,642	21,090
5	5,000	45,000	47,857	1,432	1,523	-6,350
6	5,000	54,000	47,857	1,719	1,523	11,380

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	
Resistivity	Depth	Resistivity	Resistivity Tolerance
Ohm-m	m	Ohm-m	%
537,896	0,863	44,355	5,000

GRD Study Case Editor

Study Case

Study Case ID:

Reports & Plots

☒ Auto Display Summary & Alert

☒ Report Details

Plot Step:

Boundary Extension:

Options

Weight: ☐ 50 kg ☒ 70 kg

Ambient Temperature: °C

Update

☐ # of Conductors and Rods (Optimization)

Method

☒ Finite Element

☐ IEEE 80 - 2000/2013

☐ IEEE 80 - 1986

☐ IEEE 665 - 1995

Fault Durations

tf: Sec tc: Sec ts: Sec

Ground Short-Circuit Current

☒ User Specified Ifg: kA X/R:

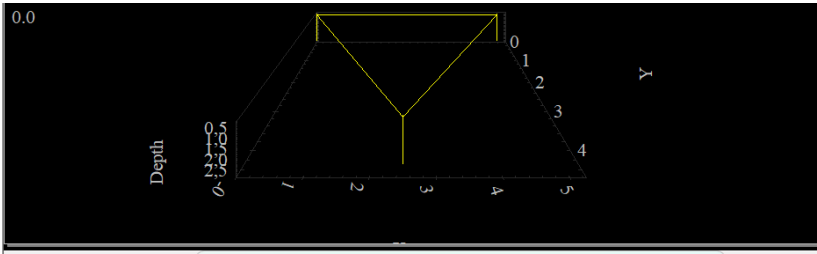
☐ Short-Circuit Study

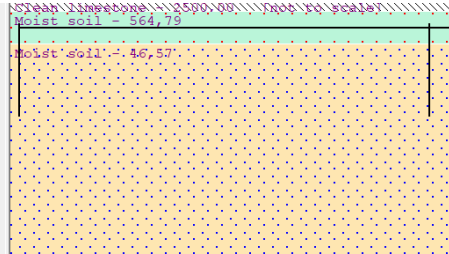
Grid Current Factors

Sf: %

Cp: %

Remarks 2nd line





GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary		Location	
	Calculated Volts	Tolerable Volts	
Touch	565.8	854.6	X: 2.5, Y: 1.47 m
Step	248.7	2752.4	X: 0, Y: .09 m

GPR: Volts Rg: Ohm

Alarm & Warnings

Tabla 50 Medida y resultados de resistividad transformador 4

En el sector 5 N1, donde se instalará un transformador de 5 kVA, la resistividad del suelo es baja y cumple con la normativa vigente, por lo que no es necesario realizar ningún relleno en los agujeros donde se colocarán los electrodos.

Transformador 5 10 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	,823 [kΩ*m]	,822 [kΩ*m]	,823 [kΩ*m]	1,003 [kΩ*m]	1,002 [kΩ*m]	1,003 [kΩ*m]
3 [m]	,361 [kΩ*m]	,361 [kΩ*m]	,361 [kΩ*m]	,432 [kΩ*m]	,432 [kΩ*m]	,432 [kΩ*m]
5 [m]	,092 [kΩ*m]	,092 [kΩ*m]	,092 [kΩ*m]	,150 [kΩ*m]	,150 [kΩ*m]	,150 [kΩ*m]

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	823,000	935,968	130,985	148,964	-13,730
2	1,000	1003,000	935,968	159,632	148,964	6,680
3	3,000	361,000	345,792	19,152	18,345	4,210
4	3,000	432,000	345,792	22,918	18,345	19,960
5	5,000	92,000	115,933	2,928	3,690	-26,010
6	5,000	150,000	115,933	4,775	3,690	22,710

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	Resistivity Tolerance
Resistivity	Depth	Resistivity	
Ohm-m	m	Ohm-m	
1041,559	1,640	47,472	5,000

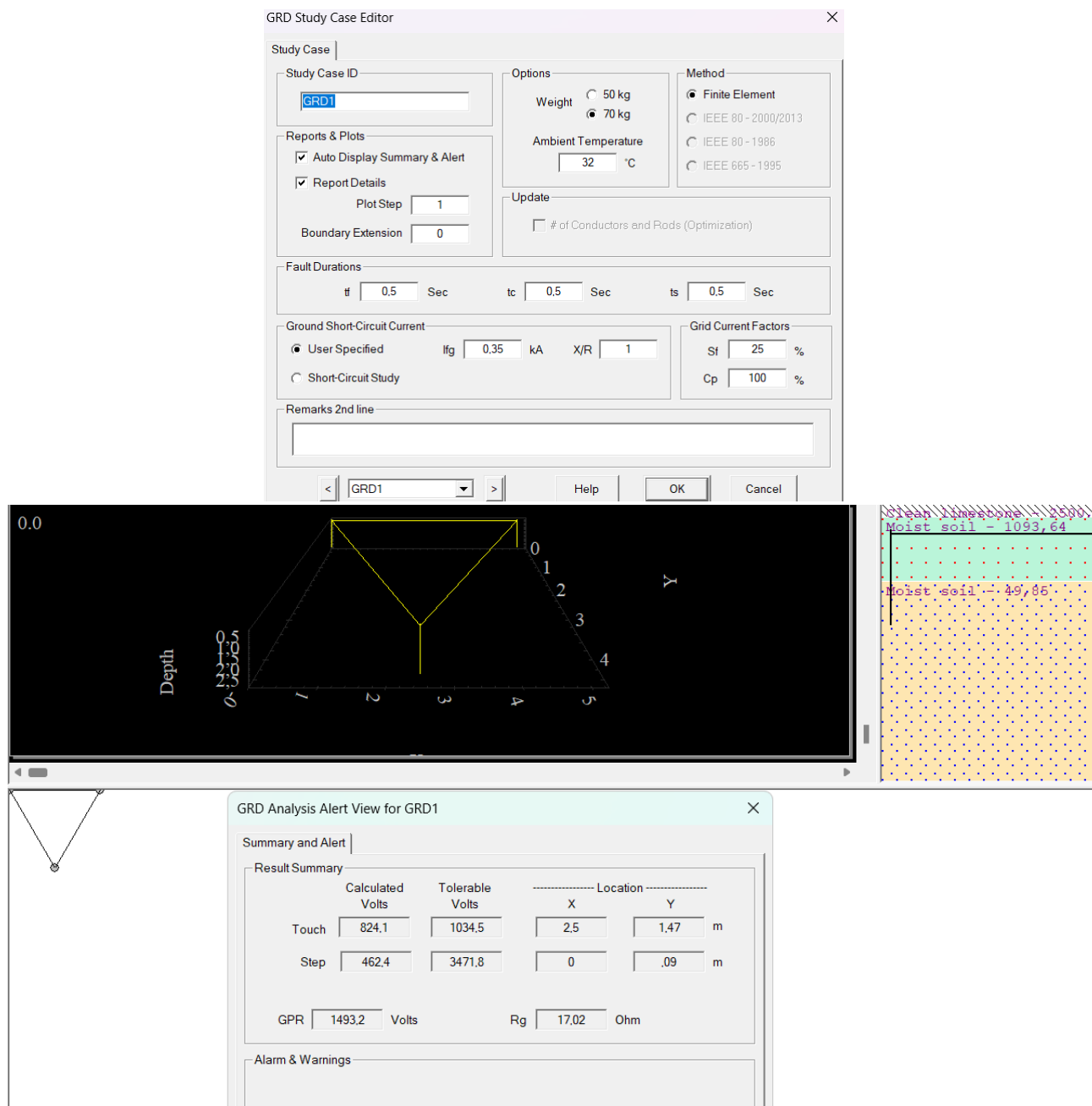


Tabla 51 Medida y resultados de resistividad transformador 5

En el sector 5 N2, donde se instalará un transformador de 10 kVA, la resistividad del suelo cumple con la normativa vigente, por lo que no es necesario realizar ningún relleno en los agujeros donde se colocarán los electrodos.

Transformador 6 10 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	1,042 [kΩ*m]	1,041 [kΩ*m]	1,042 [kΩ*m]	1,531 [kΩ*m]	1,531 [kΩ*m]	1,531 [kΩ*m]
3 [m]	1,093 [kΩ*m]	1,094 [kΩ*m]	1,094 [kΩ*m]	2,170 [kΩ*m]	2,170 [kΩ*m]	2,170 [kΩ*m]
5 [m]	1,043 [kΩ*m]	1,043 [kΩ*m]	1,043 [kΩ*m]	,612 [kΩ*m]	,610 [kΩ*m]	,611 [kΩ*m]

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	1042,000	1272,239	165,839	202,483	-22,100
2	1,000	1531,000	1272,239	243,666	202,483	16,900
3	3,000	1094,000	1036,136	58,039	54,969	5,290
4	3,000	2170,000	1036,136	115,122	54,969	52,250
5	5,000	1043,000	792,150	33,200	25,215	24,050
6	5,000	611,000	792,150	19,449	25,215	-29,650

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	Resistivity Tolerance
Resistivity	Depth	Resistivity	
Ohm-m	m	Ohm-m	
1292,561	2,609	492,048	5,000

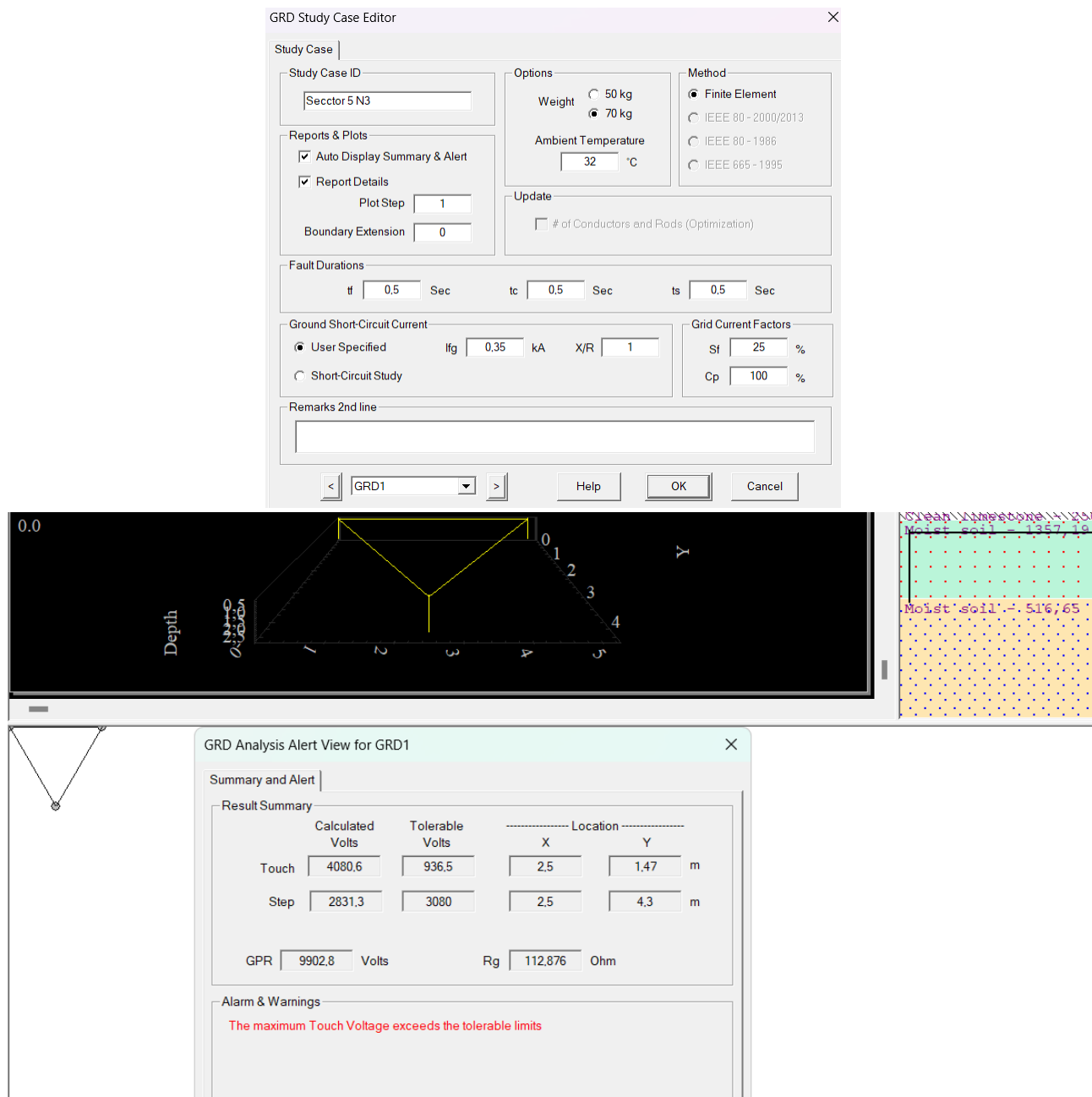


Tabla 52 Medida y resultados de resistividad transformador 6

En el sector 5 N3, donde se instalará un transformador, la resistividad del suelo no cumple con la normativa vigente, por lo que se procederá a rellenar los agujeros donde se colocarán los electrodos con Hidrosolta o Favige

Transformador 7 5 kVA						
Distancia entre electrodos	Tramo horizontal			Tramo vertical		
	Medida 1	Medida 2	Promedio	Medida 1	Medida 2	Promedio
1 [m]	3,390 [kΩ*m]	3,430 [kΩ*m]	3,410 [kΩ*m]	4,650 [kΩ*m]	4,650 [kΩ*m]	4,650 [kΩ*m]
3 [m]	3,680 [kΩ*m]	3,670 [kΩ*m]	3,675 [kΩ*m]	1,272 [kΩ*m]	1,272 [kΩ*m]	1,272 [kΩ*m]
5 [m]	,691 [kΩ*m]	,685 [kΩ*m]	,688 [kΩ*m]	,107 [kΩ*m]	,121 [kΩ*m]	,114 [kΩ*m]

Soil Data Report

No.	Probe Distance	Soil Resistivity		Soil Resistance		Error
		Measured	Calculated	Measured	Calculated	
	m	Ohm-m	Ohm-m	Ohms	Ohms	%
1	1,000	3410,000	4194,281	542,718	667,541	-23,000
2	1,000	4650,000	4194,281	740,070	667,541	9,800
3	3,000	3675,000	919,061	194,965	48,758	74,990
4	3,000	1272,000	919,061	67,482	48,758	27,750
5	5,000	688,000	149,364	21,900	4,754	78,290
6	5,000	114,000	149,364	3,629	4,754	-31,020

Estimated Soil Model Report

Top Layer Soil		Lower Layer Soil	
Resistivity	Depth	Resistivity	Resistivity Tolerance
Ohm-m	m	Ohm-m	%
5043,927	1,359	27,431	5,000

GRD Study Case Editor

Study Case |

Study Case ID:

Options

Weight: ☐ 50 kg ☒ 70 kg

Ambient Temperature: °C

Method

☒ Finite Element

☐ IEEE 80 - 2000/2013

☐ IEEE 80 - 1986

☐ IEEE 665 - 1995

Reports & Plots

☒ Auto Display Summary & Alert

☒ Report Details

Plot Step:

Boundary Extension:

Update

☐ # of Conductors and Rods (Optimization)

Fault Durations

tf: Sec tc: Sec ts: Sec

Ground Short-Circuit Current

☒ User Specified Ifg: kA X/R:

☐ Short-Circuit Study

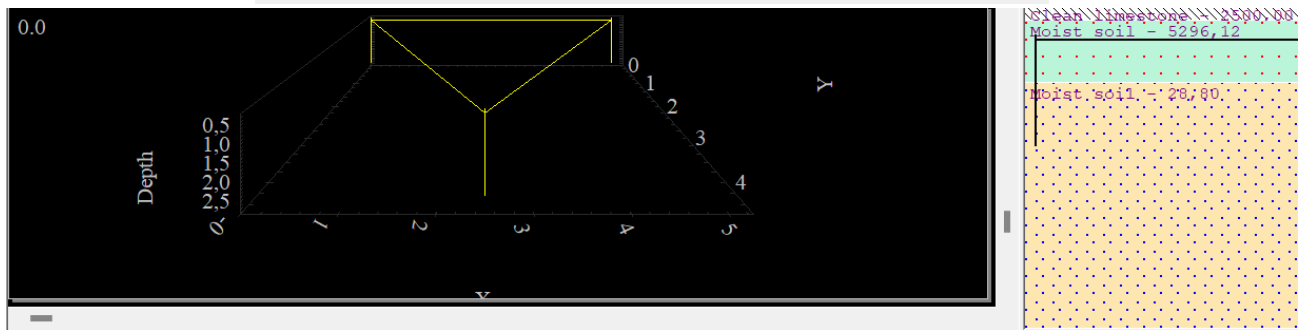
Grid Current Factors

Sf: %

Cp: %

Remarks 2nd line

< GRD1 > Help OK Cancel



GRD Analysis Alert View for GRD1

Summary and Alert

Result Summary

	Calculated Volts	Tolerable Volts	Location		
			X	Y	
Touch	346.7	1094.8	2.5	1.47	m
Step	176.5	3712.9	0	.09	m

GPR: Volts Rg: Ohm

Alarm & Warnings

Tabla 53 Medida y resultados de resistividad transformador 7

En el sector 6, donde se instalará un transformador de 5 kVA, la resistividad del suelo cumple con la normativa vigente. Aunque la capa superior (top layer) presenta una alta resistividad, la capa inferior (low layer) tiene una resistividad baja, lo que asegura un correcto funcionamiento de la malla de puesta a tierra sin necesidad de realizar rellenos adicionales.

Conclusión



AM-2000572



SC-CER407934



✉ Carrera 19 No. 6 -100 Edificio Emiro Sossa Pacheco
PBX.: (8) 6344680 Línea gratuita nacional: 018000910182
www.enerca.com.co



Vigilado
Superservicios

Yopal – Casanare

Cable Desnudo No 2-0 AWG ACSR Aluminio nucleo Acero			
Varilla Cooper Weld de 14 28MM x 2 40 de Cobre Macizo SCONECTOR VCU C240			
Sf utilizado		25%	
Cf utilizado		100%	
Distribución		Triangular	
Separación entre electrodos		5 [m]	
ifg usado (Corriente de falla)	Transformador	¿Necesita relleno?	
		SI	No
0,39 kA	N° 1 10kva	x	
0,37 kA	N° 2 5kVA	x	
0,37 kA	N° 3 10kVA	x	
0,35 kA	N° 4 10kVA		x
0,35 kA	N° 5 10kVA		x
0,35 kA	N° 6 5kVA	x	
0,24 kA	N° 7 5kVA		x

Tabla 54 Puesta a tierra proyecto

El registro fotográfico se logra evidenciar en el anexo*

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

Para el cálculo de conductores, se toman como referencia los mínimos permitidos según la normativa de ENERCA. En el caso de las redes de media tensión, el conductor mínimo permitido es de tipo ACSR, calibre 2/0 AWG. Para las redes de baja tensión, se realizan los respectivos cálculos económicos, considerando factores como el tiempo de operación, las pérdidas energéticas y el costo por metro del conductor seleccionado.

Sector 1 Calculo conductores BT					
Conductor (Cu-Al)	Perdidas(kW)	Energia (kWh*mes)	Valor energia (\$/kWh)	Costo pérdidas (\$)	Costo pérdidas 15 años [CP](\$)
2AWG-AL	0,14	100,8	925,5	\$ 93.290,40	\$ 16.792.272,00
1/0AWG-AL	0,08844	63,6768	925,5	\$ 58.932,88	\$ 10.607.918,11
2/0 AWG-AL	0,07024	50,5728	925,5	\$ 46.805,13	\$ 8.424.922,75
Conductor (Cu-Al)	Costo Conductor mL(\$)	N° conductores	Distancia (m)	Costo del Conductor [CC](\$)	Costo Total [CT=CP+CC] (\$)
2AWG-AL	\$ 3.750	1	921	\$ 3.453.750	\$ 20.246.022,00
1/0AWG-AL	\$ 4.250	1	921	\$ 3.914.250	\$ 14.522.168,11
2/0 AWG-AL	\$ 4.650	1	921	\$ 4.282.650	\$ 12.707.572,75

Tabla 55 Cálculo económico de conductores Sector 1

Sector 3 Calculo conductores BT					
Conductor (Cu-Al)	Perdidas(kW)	Energia (kWh*mes)	Valor energia (\$/kWh)	Costo pérdidas (\$)	Costo pérdidas 15 años [CP](\$)
2AWG-AL	0,088	63,36	925,5	\$ 58.639,68	\$ 10.555.142,40
1/0AWG-AL	0,05589	40,2408	925,5	\$ 37.242,86	\$ 6.703.714,87
2/0 AWG-AL	0,04439	31,9608	925,5	\$ 29.579,72	\$ 5.324.349,67
Conductor (Cu-Al)	Costo Conductor mL(\$)	N° conductores	Distancia (m)	Costo del Conductor [CC](\$)	Costo Total [CT=CP+CC] (\$)
2AWG-AL	\$ 3.750	1	480	\$ 1.800.000	\$ 12.355.142,40
1/0AWG-AL	\$ 4.250	1	480	\$ 2.040.000	\$ 8.743.714,87
2/0 AWG-AL	\$ 4.650	1	480	\$ 2.232.000	\$ 7.556.349,67

Tabla 56 Cálculo económico de conductores Sector 3

Sector 5 Transformador 1 5kVA Calculo conductores BT					
Conductor (Cu-Al)	Perdidas(kW)	Energia (kWh*mes)	Valor energia (\$/kWh)	Costo pérdidas (\$)	Costo pérdidas 15 años [CP](\$)
2AWG-AL	0,094	67,68	925,5	\$ 62.637,84	\$ 11.274.811,20
1/0AWG-AL	0,04783	34,4376	925,5	\$ 31.872,00	\$ 5.736.959,78
2/0 AWG-AL	0,03799	27,3528	925,5	\$ 25.315,02	\$ 4.556.702,95
Conductor (Cu-Al)	Costo Conductor mL(\$)	N° conductores	Distancia (m)	Costo del Conductor [CC](\$)	Costo Total [CT=CP+CC] (\$)
2AWG-AL	\$ 3.750	1	346	\$ 1.297.500	\$ 12.572.311,20
1/0AWG-AL	\$ 4.250	1	346	\$ 1.470.500	\$ 7.207.459,78
2/0 AWG-AL	\$ 4.650	1	346	\$ 1.608.900	\$ 6.165.602,95

Tabla 57 Cálculo económico de conductores Sector 5

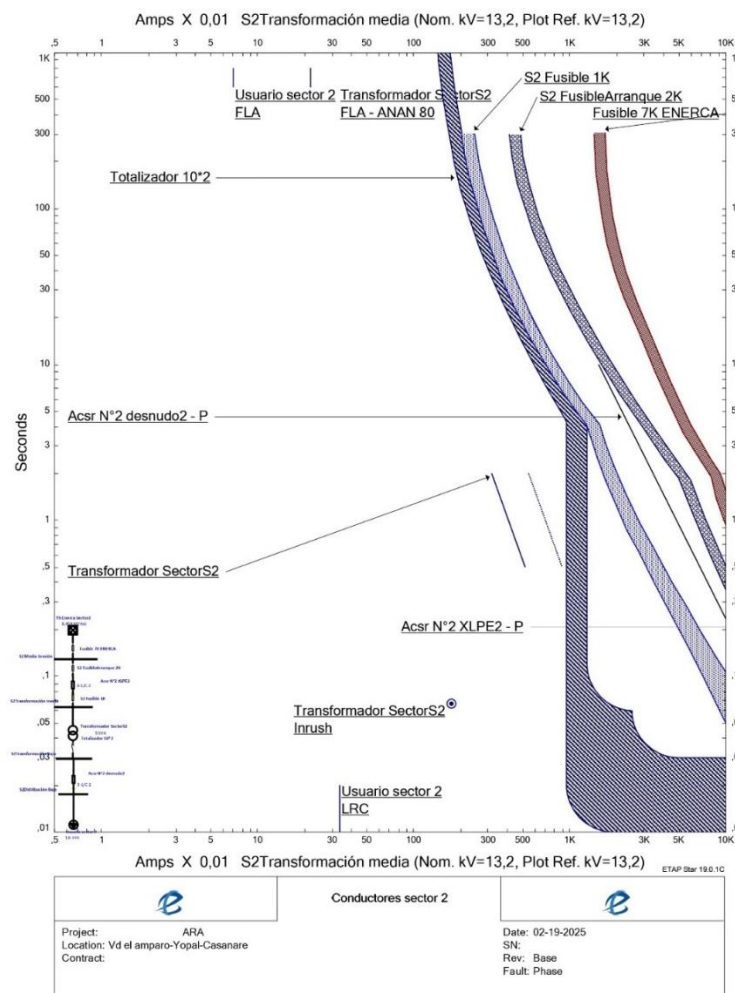
Sector 5 Transformador 3 10kVA Calculo conductores BT					
Conductor (Cu-Al)	Perdidas(kW)	Energia (kWh*mes)	Valor energia (\$/kWh)	Costo pérdidas (\$)	Costo pérdidas 15 años [CP](\$)
2AWG-AL	0,096	69,12	925,5	\$ 63.970,56	\$ 11.514.700,80
1/0AWG-AL	0,04735	34,092	925,5	\$ 31.552,15	\$ 5.679.386,28
2/0 AWG-AL	0,03798	27,3456	925,5	\$ 25.308,35	\$ 4.555.503,50
Conductor (Cu-Al)	Costo Conductor mL(\$)	N° conductores	Distancia (m)	Costo del Conductor [CC](\$)	Costo Total [CT=CP+CC] (\$)
2AWG-AL	\$ 3.750	1	276	\$ 1.035.000	\$ 12.549.700,80
1/0AWG-AL	\$ 4.250	1	276	\$ 1.173.000	\$ 6.852.386,28
2/0 AWG-AL	\$ 4.650	1	276	\$ 1.283.400	\$ 5.838.903,50

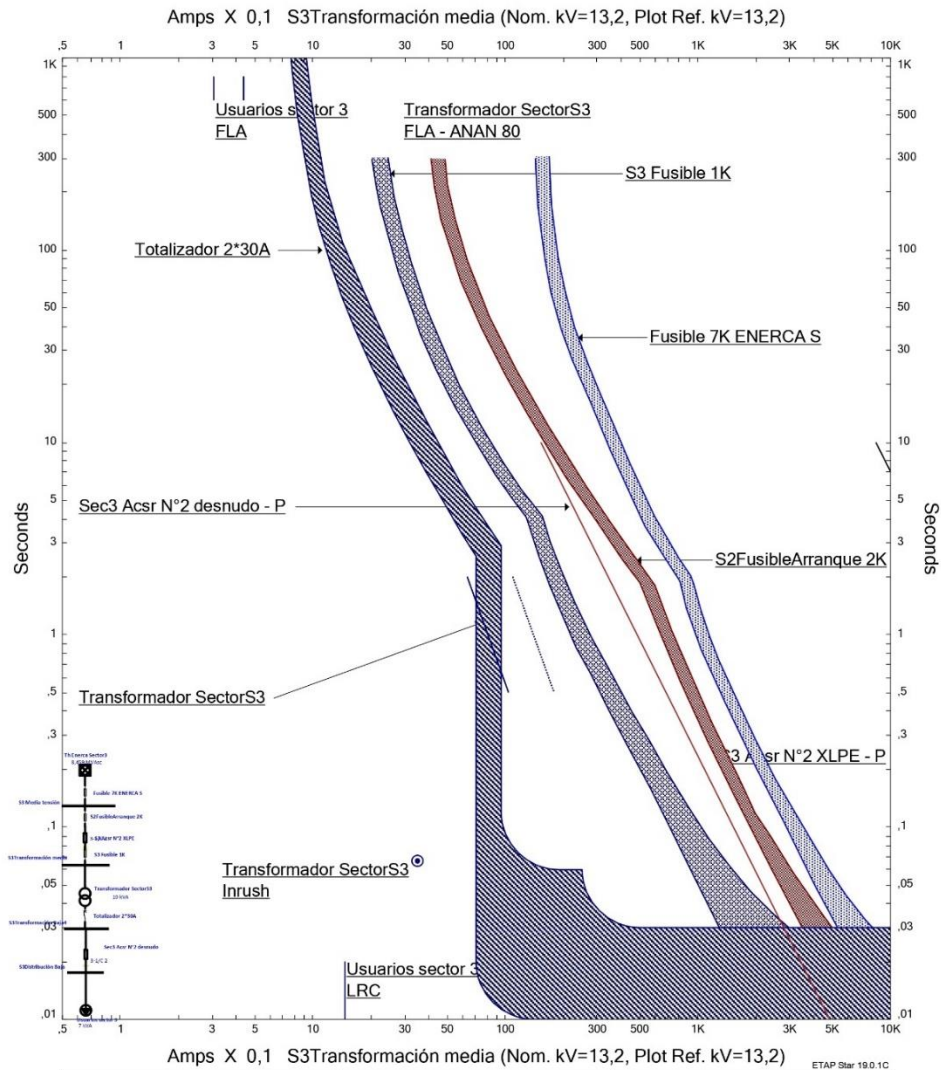
Tabla 58 Cálculo económico de conductores Sector 5

Con los cálculos realizados, se concluye que el conductor económico más adecuado es el de aluminio calibre AWG 2/0. Este material se selecciona en cumplimiento de la normativa para zonas rurales, donde su bajo peso lo hace ideal para instalaciones de este tipo. Además, el aluminio ofrece una mayor resistencia a la corrosión, lo que lo convierte en una opción eficiente y duradera en ambientes rurales

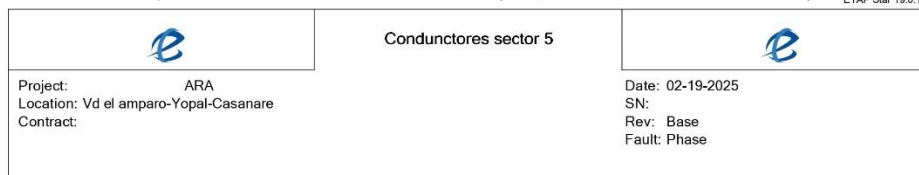
13. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor, de acuerdo con la norma IEC 60909 u otra equivalente.

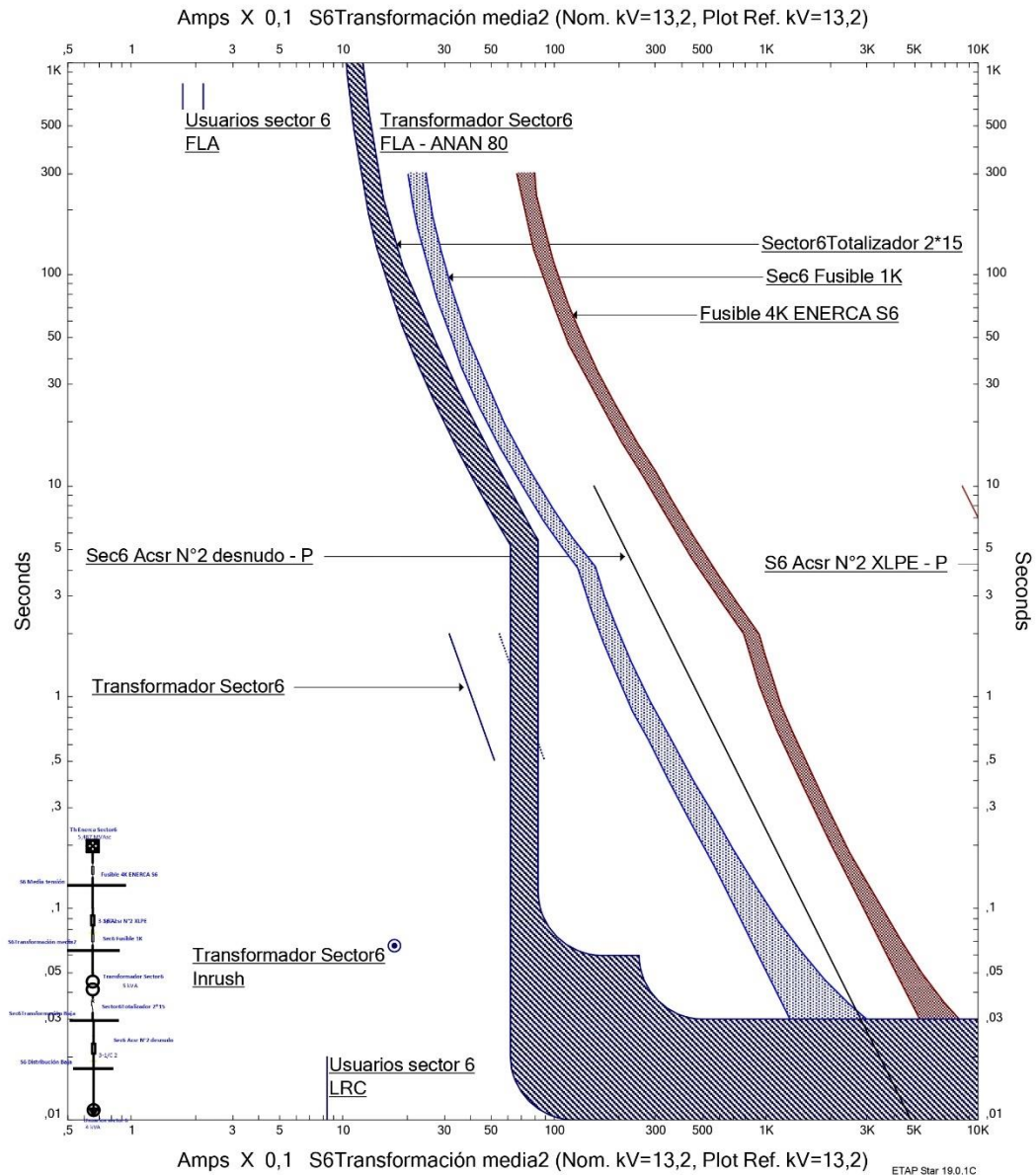
El conductor ACSR AWG número 2/0 ha sido cuidadosamente seleccionado para cumplir con las especificaciones detalladas. Este conductor está diseñado para soportar la corriente de cortocircuito de la red, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores. Además, su capacidad de corriente asegura que maneje eficazmente tanto las cargas normales como las condiciones de cortocircuito sin sobrecalentarse. La estructura y el material del conductor ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) proporcionan una excelente resistencia mecánica y conductividad eléctrica.





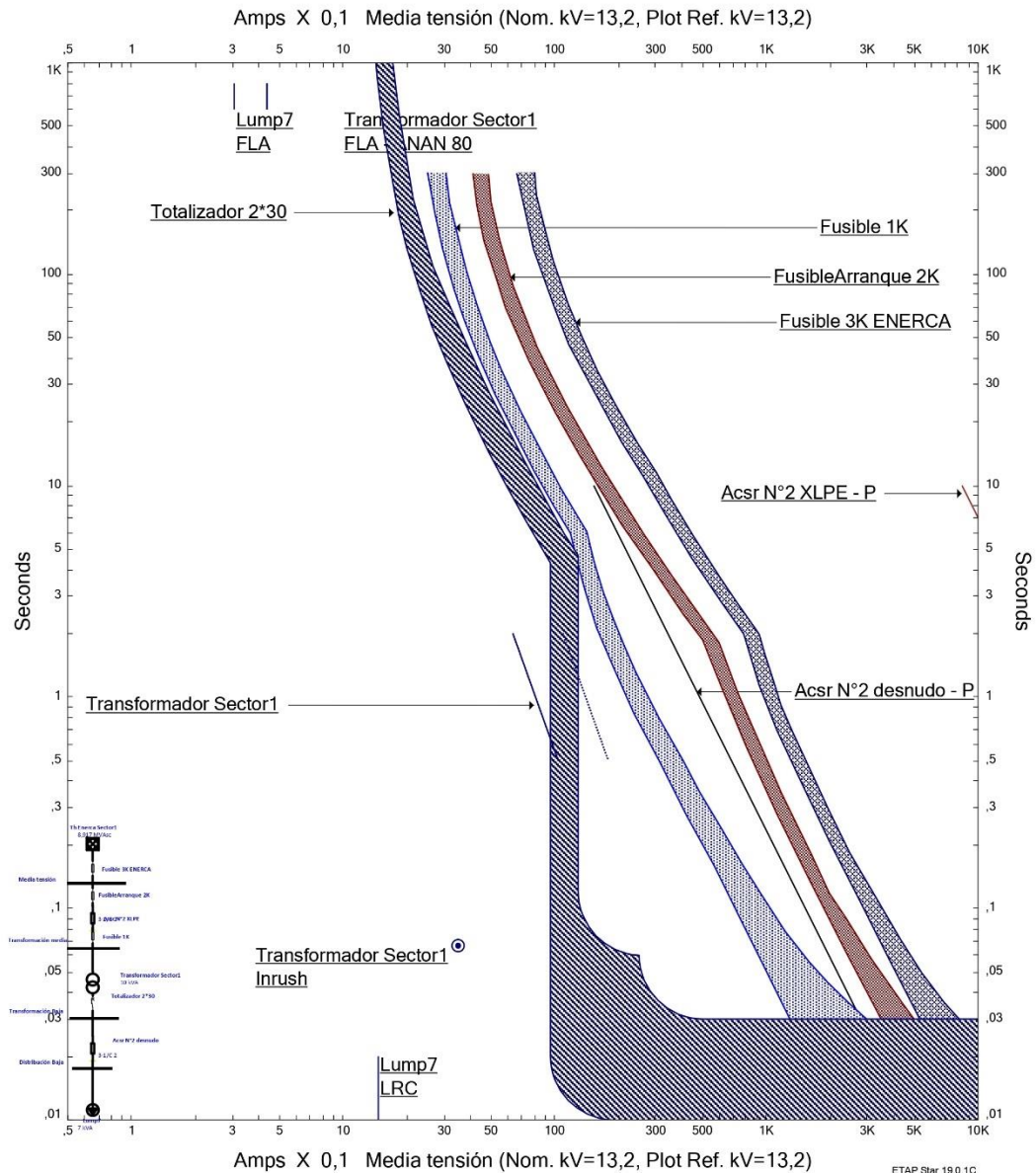




	Conductores sector 3	
Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:		Date: 02-19-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase





	conductores sector 6	
Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:		Date: 02-19-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase



	<p>Conductores sector 1</p>	
<p>Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:</p>		<p>Date: 02-19-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase</p>

14. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación.

Para el cálculo mecánico de las estructuras no será necesario realizar un análisis detallado, ya que en ninguno de los tramos se superan los límites permitidos por la normativa vigente. Por lo tanto, se emplearán las estructuras establecidas por dicha normativa, las cuales, para media tensión, consisten en postes auto soportados de 12 metros de altura con una capacidad mínima de 510 kgf.

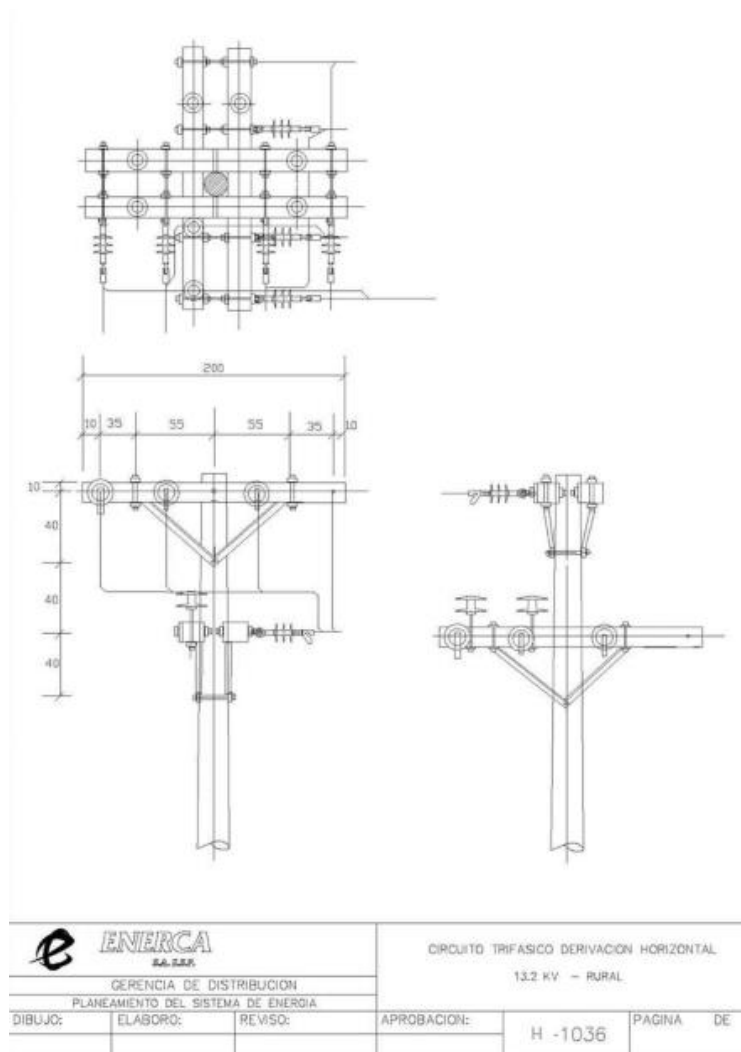


Ilustración 13 Circuito trifásico derivación horizontal H-1036

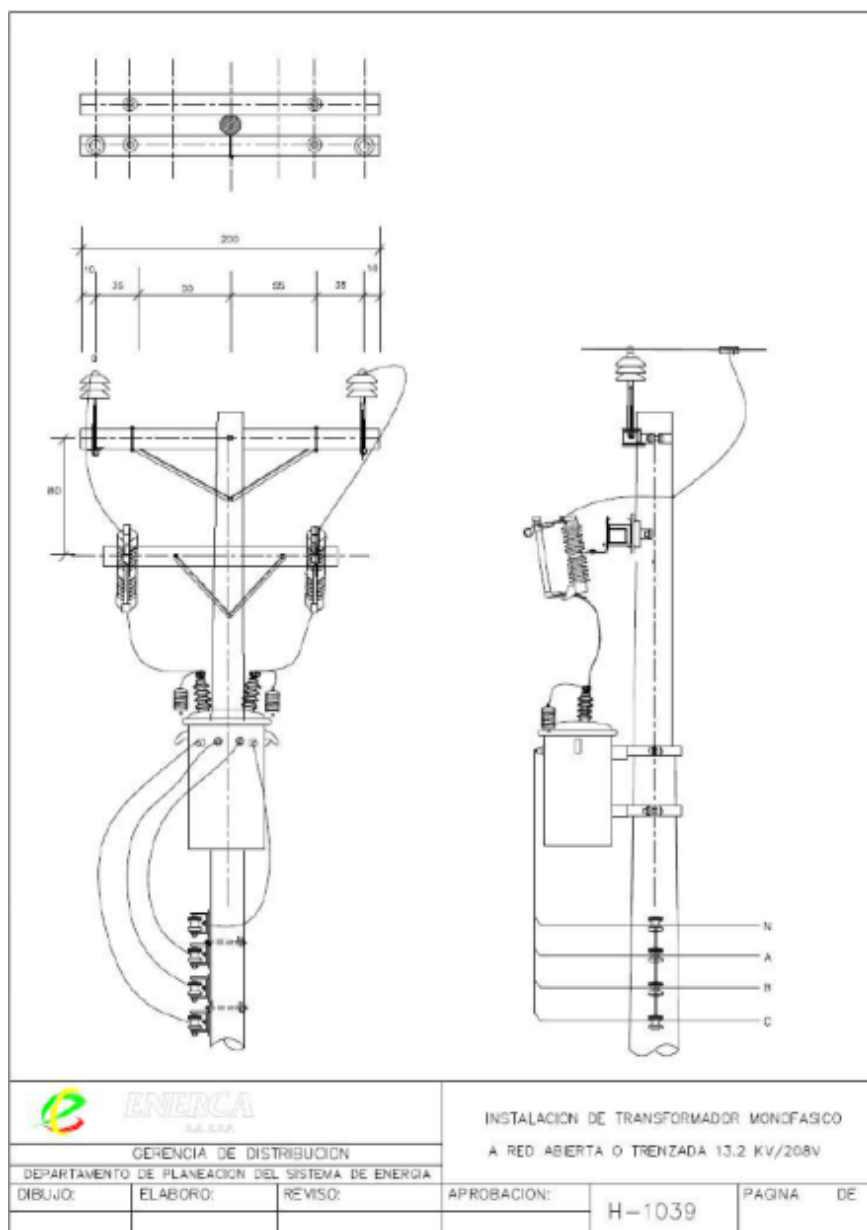


Ilustración 14 Instalación de transformador monofásico en red abierta 13,2 kV

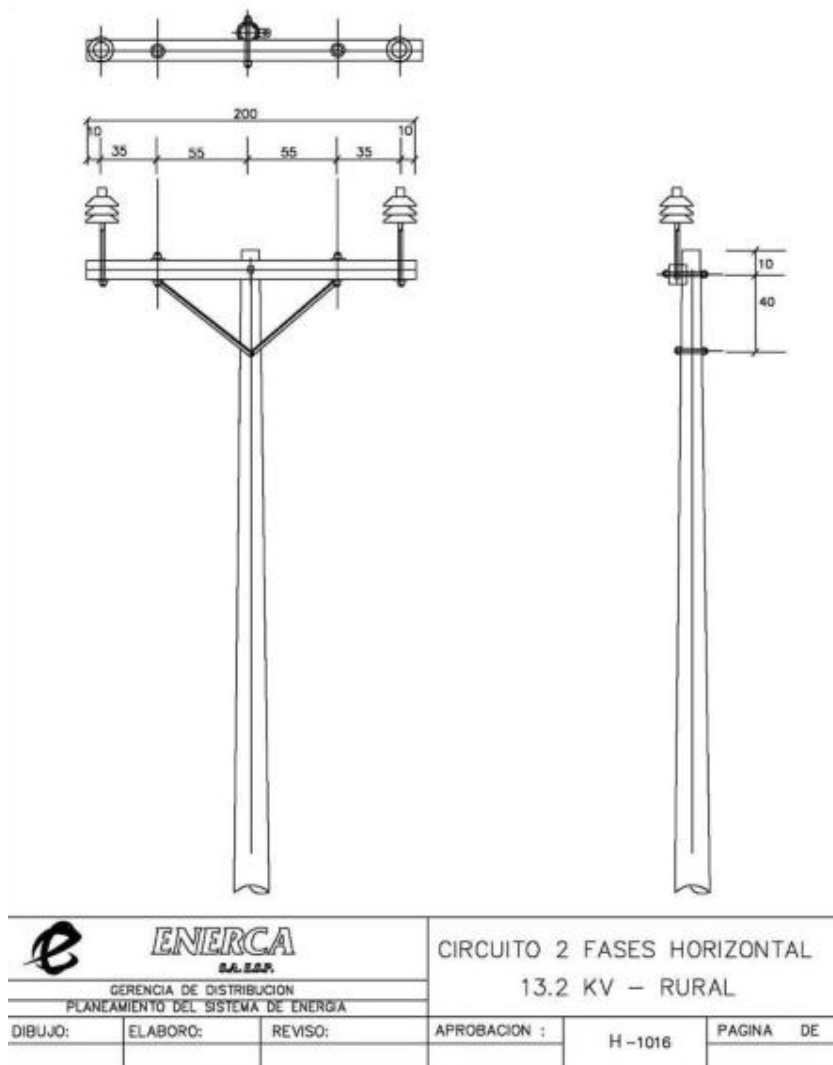
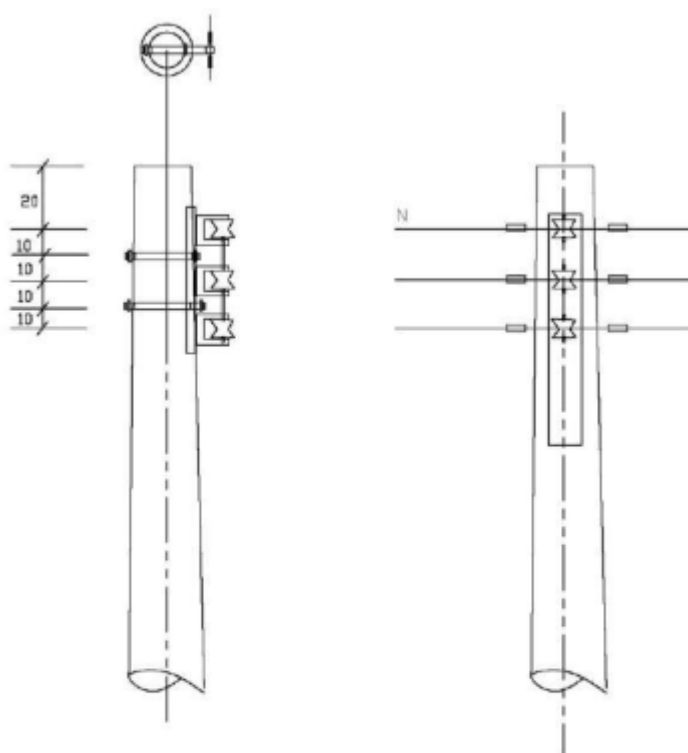
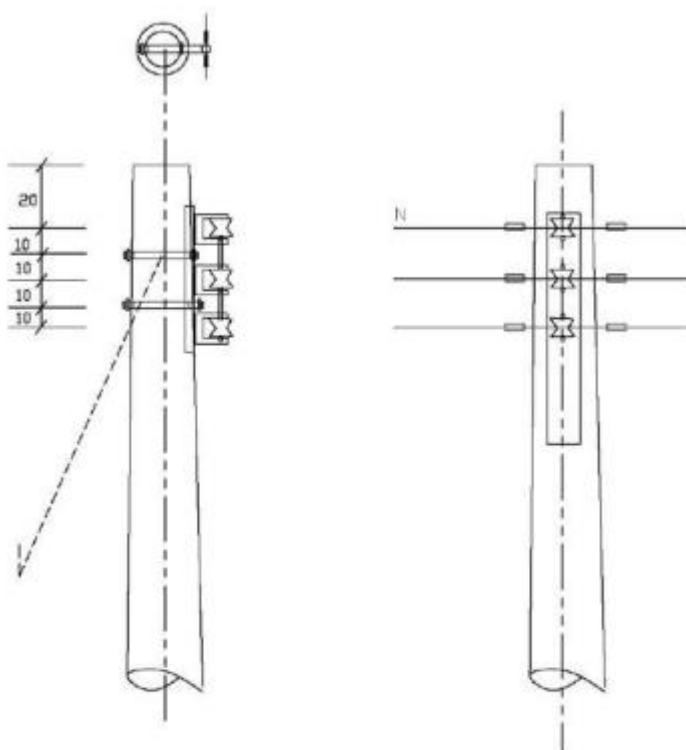


Ilustración 15 Circuito 2 fases horizontal 13,2 kV- Rural



 ENERCA S.A.E.S.P.			ALINEAMIENTO B.T. PERCHA 3 PUESTOS-RURAL		
GERENCIA DE DISTRIBUCION PLANEAMIENTO DEL SISTEMA DE ENERGIA					
DIBUJO:	ELABORO:	REVISOR:	APROBACION:	L-3018	PAGINA DE

Ilustración 16 Alineación BT perchas 3 puestos baja tensión- RURAL



			ESTRUCTURA RETENCION B.T.		
GERENCIA DE DISTRIBUCION			PERCHA 3 PUESTOS-RURAL		
PLANTEAMIENTO DEL SISTEMA DE ENERGIA					
DIBUJO:	ELABORO:	REVISO:	APROBACION:	L-3019	PAGINA DE

Ilustración 17 Estructura retención BT 3 perchas rural

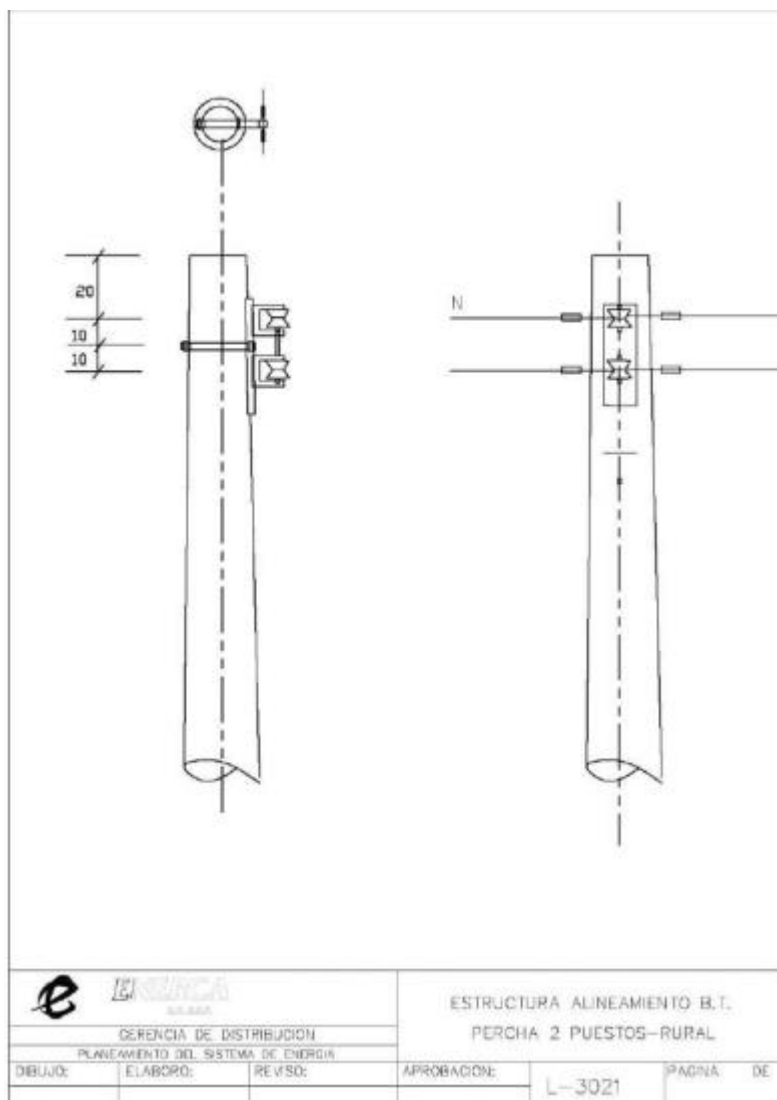


Ilustración 18 Estructura alineamiento B.T percha 2 puestos RURAL

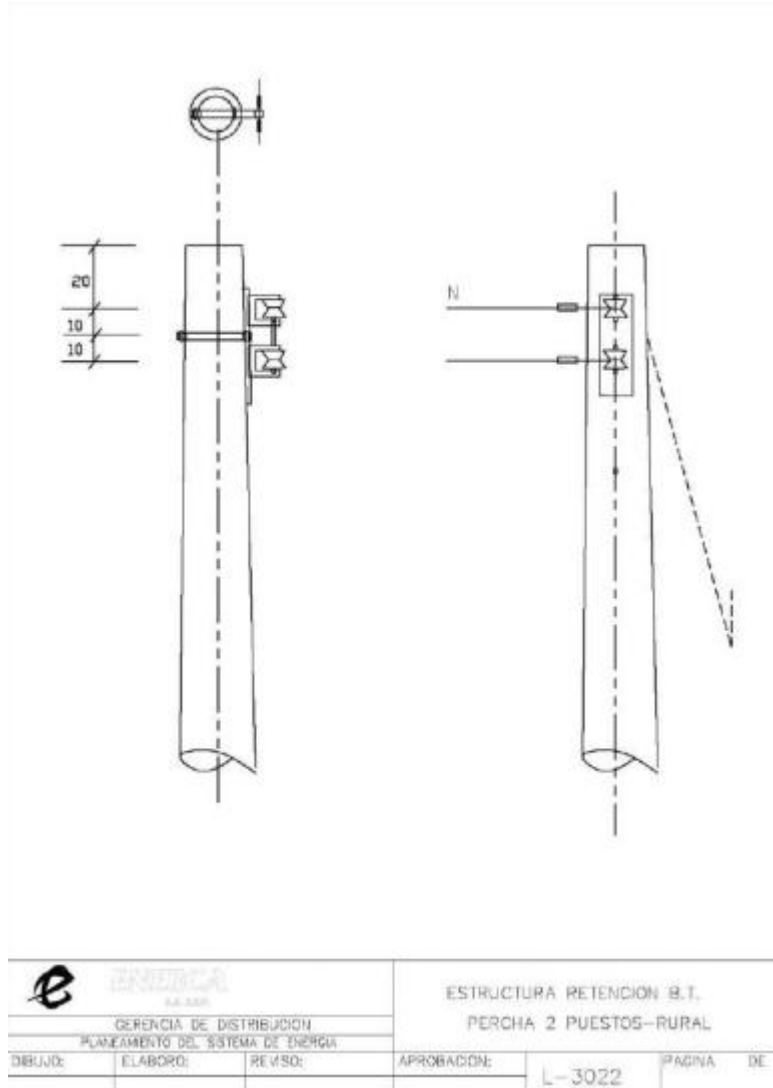


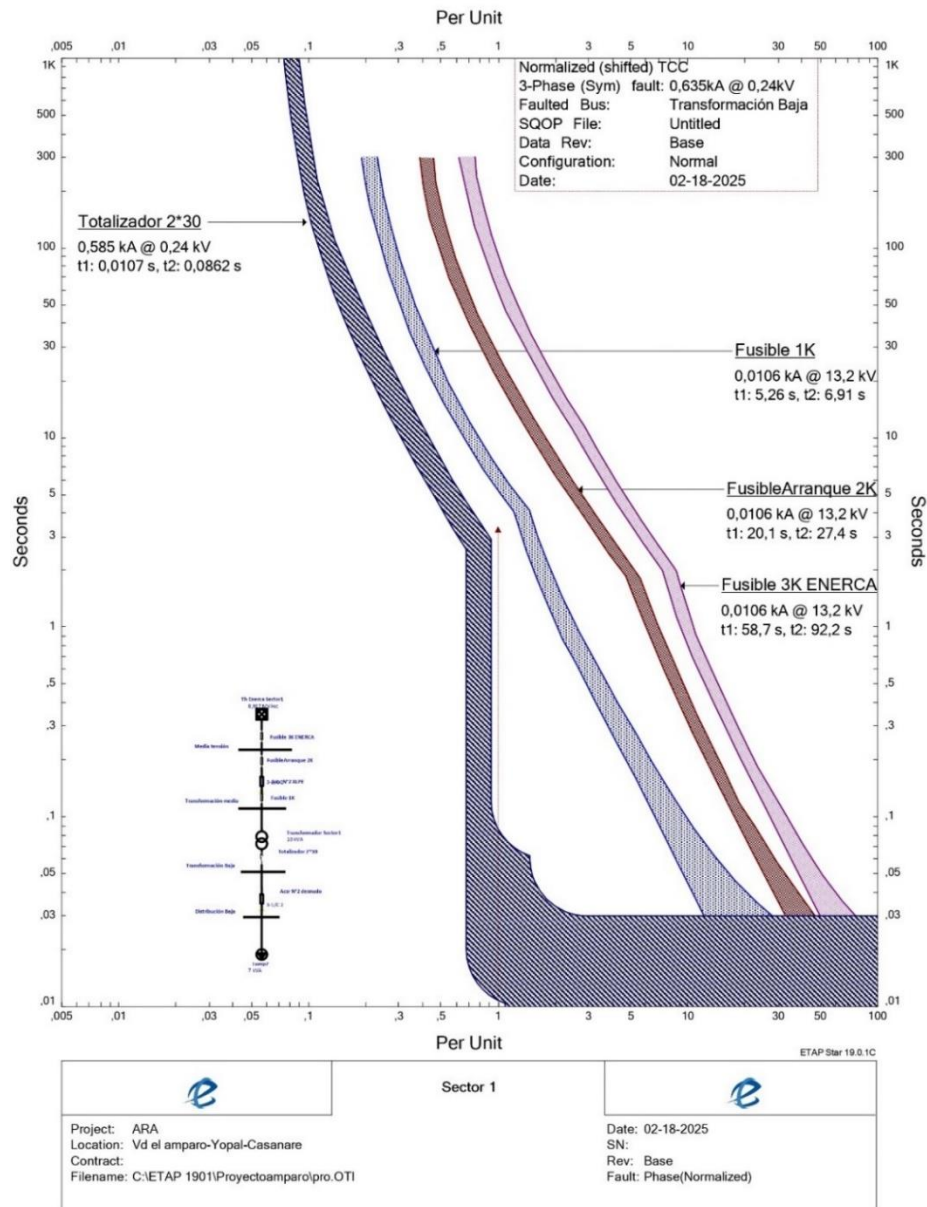
Ilustración 19 Estructura Retención B.T percha 2 puestos RURAL

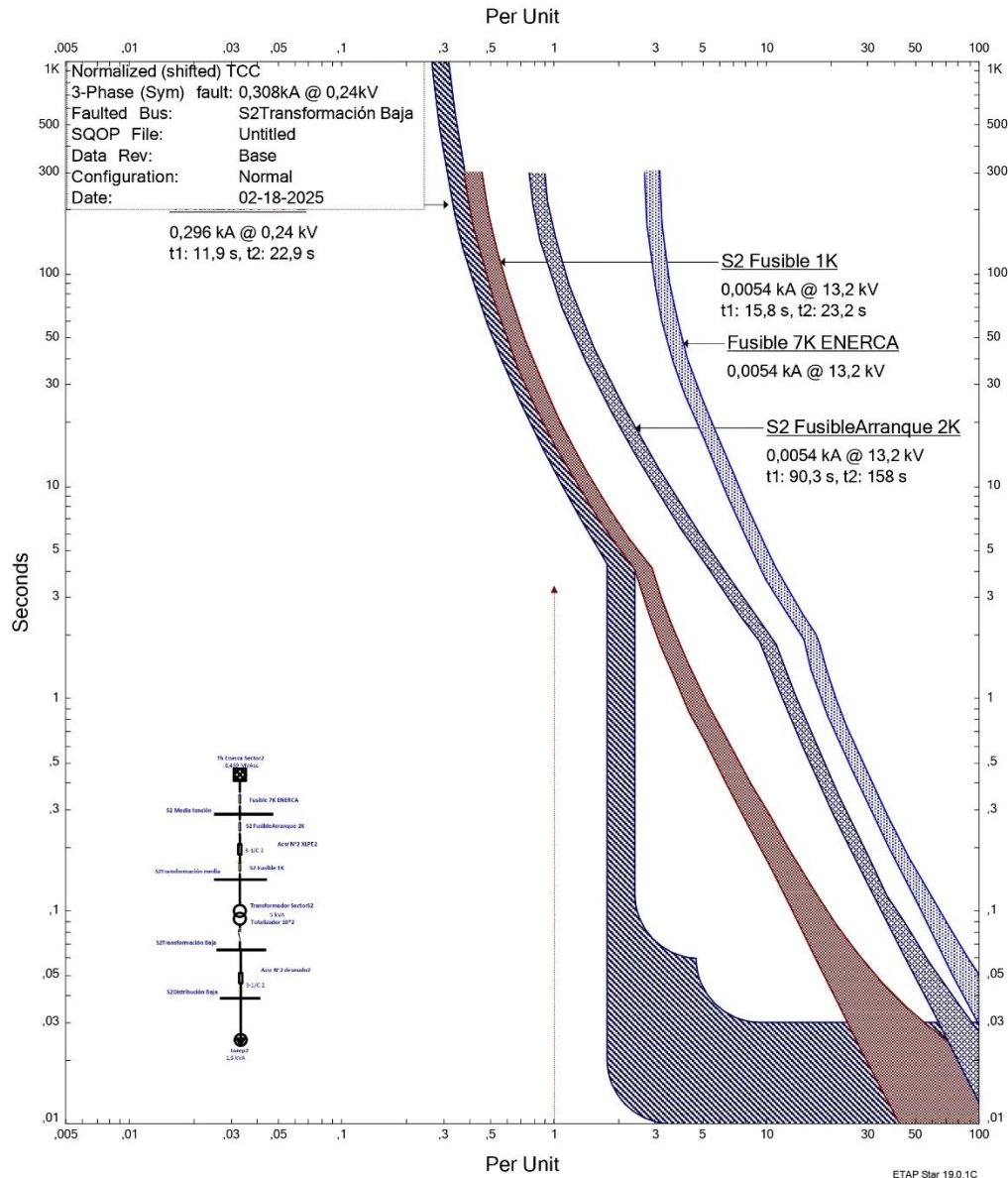
15. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.

Gracias a la herramienta de modelación y análisis ETAP, se simulan las curvas correspondientes a las protecciones para lograr una correcta coordinación entre ellas. Se ha optado por utilizar fusibles tipo K para media tensión. Adicionalmente, se recomienda el cambio del fusible en el sector 1 de 1k a 2k para asegurar una correcta selectividad entre los fusibles.

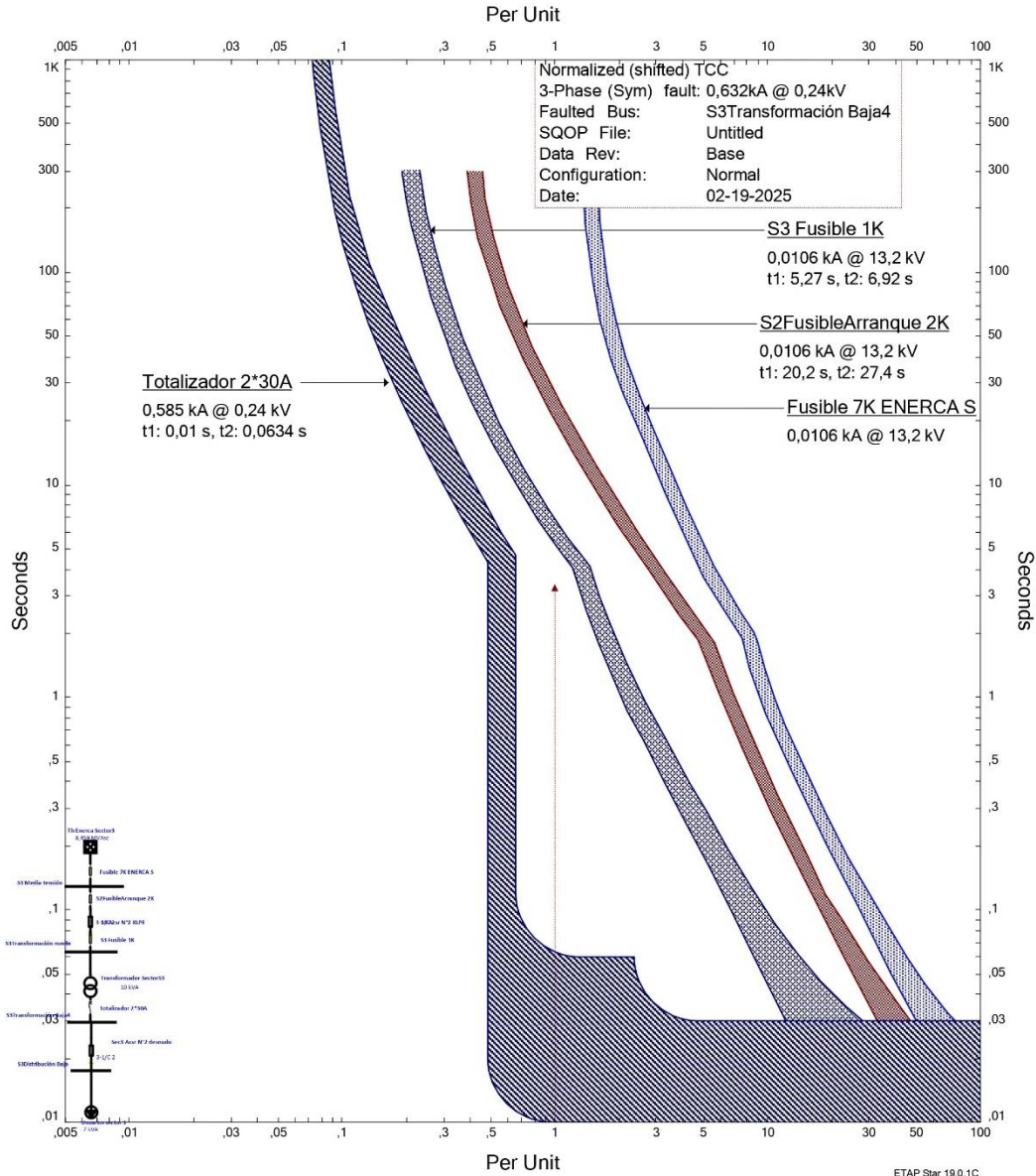
	Sector 1 Transformador 10kVA	Sector 2 Transformador 5kVA	Sector 3 Transformador 10kVA	Sector 5 N1 Transformador 5kVA	Sector 5 N2 Transformador 10kVA	Sector 5 N3 Transformador 10kVA	Sector 6 Transformador 5 kVA
Fusible Enerca	3K	7K	7K	7k			4k
Fusible Arranque	2K	2K	2K	3k			N/A
Fusible Transformador	1K	1K	1K	1K	1K	1K	1K
Totalizador	2*30A	2*10A	2*30A	2*20A	2*30A	2*30A	2*15A

Tabla 59 Protecciones utilizadas en el proyecto

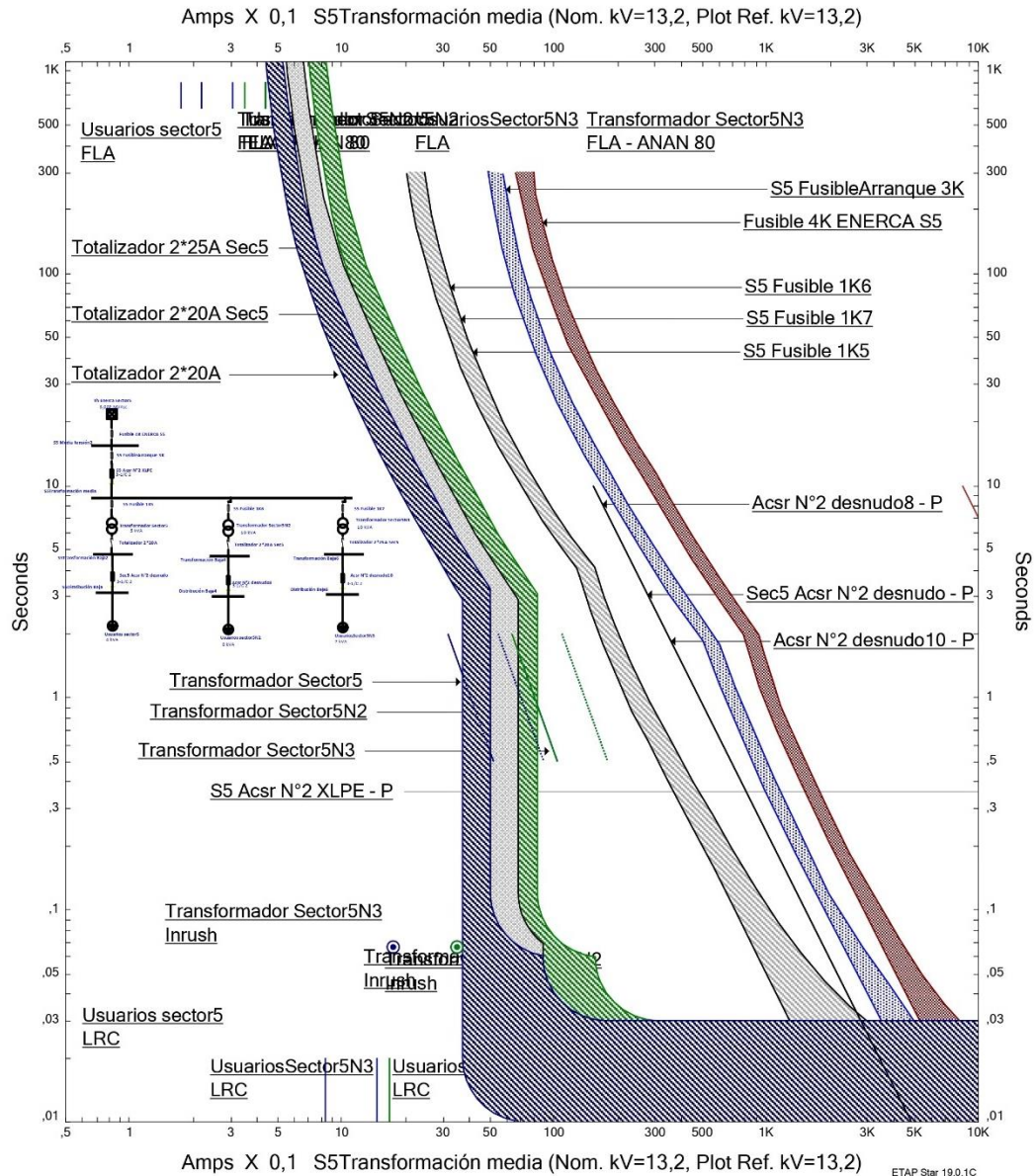




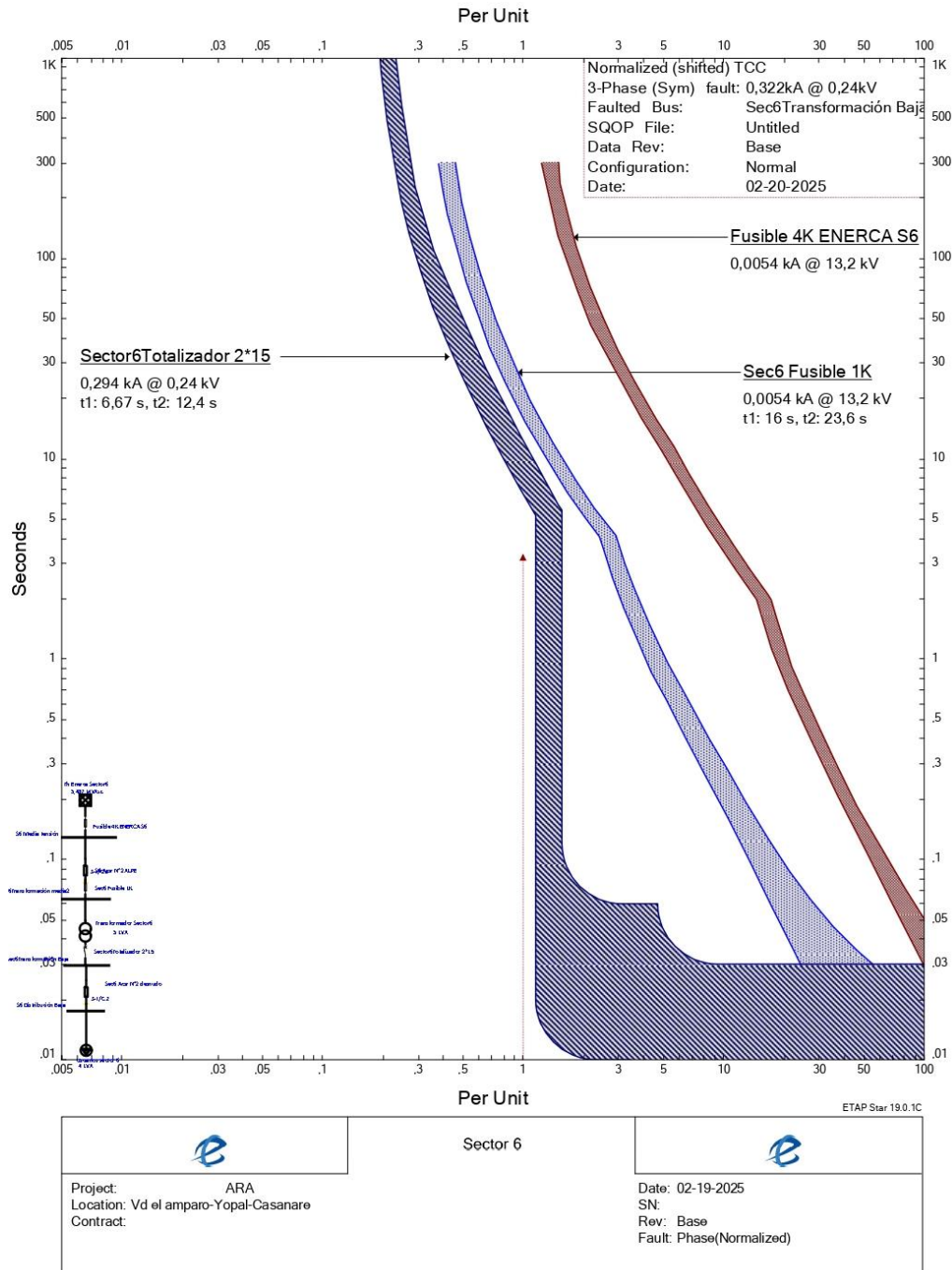
	Sector 2	
Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:		Date: 02-18-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase(Normalized)



	Sector 3	
Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:		Date: 02-19-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase(Normalized)



	Sector 5	
Project: ARA Location: Vd el amparo-Yopal-Casanare Contract:		Date: 02-19-2025 SN: Rev: Base Fault: Phase



15.1 Conclusiones del análisis de curvas

El gráfico de características tiempo-corriente (TCC) evidencia el correcto cumplimiento de los tiempos de disparo de las protecciones, asegurando una adecuada selectividad en la operación del sistema eléctrico. Se observa que las curvas de actuación de los fusibles están bien coordinadas, permitiendo que cada dispositivo opere dentro de sus parámetros de respuesta sin comprometer la estabilidad general del sistema. Además, los tiempos de disparo registrados para diferentes

niveles de corriente confirman que la protección se activa de manera oportuna y diferenciada según la magnitud de la falla, evitando la desconexión innecesaria de elementos no afectados y mejorando la confiabilidad de la red.

16. Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas porta cables y volumen de encerramientos (cajas, candeletas, armarios, etc.)

No se adjuntan cálculos de canalizaciones, como tubos, ductos, canales y electroductos, ni de bandejas porta cables ni del volumen de encerramientos (cajas, candeletas, armarios, etc.), ya que este proyecto corresponde al diseño de redes eléctricas de baja y media tensión que no requieren el uso de dichos elementos. Este tipo de redes se desarrollan predominantemente en instalaciones aéreas, empleando postes y herrajes para soportar los conductores, lo cual elimina la necesidad de canalizaciones o encerramientos propios de instalaciones eléctricas en interiores o subterránea

17. Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Para el cálculo de pérdidas de energía, se utilizó un factor de potencia de 0,9, considerando que el proyecto se encuentra ubicado en una zona rural. Para este análisis, se emplearon las siguientes fórmulas que permiten determinar las pérdidas correspondientes de manera precisa:

% Pérdidas
de potencia

$$\%P_p = \frac{I_{125\%}^2 * R_{cond} * Distancia[m] / 1000}{D_{max} * F_p}$$

Las pérdidas de energía dependen principalmente de la resistencia que ofrece el conductor, aunque también están influenciadas por la distancia entre el transformador y el punto de consumo. A mayor distancia y resistencia del conductor, mayores serán las pérdidas en el sistema.

Tipo	Carga Instalada	Demanda máxima S [VA]	Factor De Potencia	Voltaje De Línea	Corriente De Línea	Corriente 125%	Distancia de poste a poste	AWG	Material	Numero	Capacidad [A]	Base [C]	F de Corrección	Calculada	ACUMU	Factor de corrección del grupo	R [Ω/km]	Xi [Ω/km]	Seno(θ)	Zeff	Momento eléctrico	Factor K	% Pérdidas de potencia	Pérdidas en [VA]	Conductor electrodos S&P (AWG/CMIL)	Tipo de conductor
Laos MT Sector 1 2 centros de carga de SKVA	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	77,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	778	0,0000005	0,0000%	0,95	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	105,1	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1051	0,0000005	0,0000%	0,96	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	118,6	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1186	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	119,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1197	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	117,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1177	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	118,2	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1182	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	118,2	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1182	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	118,9	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1189	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	119	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1190	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	118,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1188	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,0000%	0,97	3/0	-2XACSR 2 de Al
Laos MT Sector 2 5	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,32803993	0,41004991	23,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	119,5	0,0000005	0,0001%	0,90	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,32803993	0,41004991	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	600	0,0000005	0,0004%	0,92	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,32803993	0,41004991	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	600	0,0000005	0,0004%	0,92	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,32803993	0,41004991	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	605	0,0000005	0,0004%	0,92	3/0	-2XACSR 2 de Al
Laos MT Sector 3 10KVA	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	99,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	998	0,0000005	0,0000%	0,96	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607785	0,82009981	99,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	998	0,0000005	0,0000%	0,96	3/0	-2XACSR 2 de Al
Laos MT Sector 5 1 centros de carga de SKVA	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	121,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2042,5	0,0000005	0,0018%	0,46	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	121,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2042,5	0,0000005	0,0018%	0,46	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C N.P.	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	2000	0,0000005	0,0018%	0,45	3/0	-2XACSR 2 de Al
																								0,0018%	4,51	
																								Total N.	0,0045%	
																								Total VA	0,0045%	

Tabla 60 Pérdidas de energía para conductores de media tensión

Transformador	Carga Instalada	Demanda máxima [VA]	Factor De Potencia	Voltaje De Línea	Corriente De Línea	Corriente 230V	Distancia del poste a poste [m]	AWG/KCMIL	Material	Capacidad [A]	New [3]	F de Corriente	Calentado	ACUBM	Factor de corrección de grupo	I ₀ [2/mm]	X ₀ [2/mm]	Sens[0]	Zeff	Momento Eléctrico	Factor S	% Derivada de potencia	Pérdida en [VA]	Tipo de conductor	
Transformador 10 kVA	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.001334	0.1371%	2.16	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.001334	0.1371%	2.16	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.001334	0.1371%	2.16	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.001334	0.1371%	2.16	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.2718793	0.001334	0.1253%	1.98	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 10 kVA Sector 3	4734.46	4734.46	0.98	220.0	21.5202727	26.902499	43.2	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	281.70071	0.001334	0.0406%	19.36	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4734.46	4734.46	0.98	220.0	21.5202727	26.902499	43.2	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	281.70071	0.001334	0.0406%	19.36	-1X ACSR 2/0 de Al	
	3156.31	3156.31	0.98	220.0	14.364885	17.933560	57	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	179.90649	0.001334	0.0258%	8.16	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.0	7.17342424	8.966703	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.001334	0.1360%	2.15	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 100VA Sector 3	1397.46	1397.46	0.98	220.0	8.3120151	7.9401138	43.8	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	60.5101532	0.001334	0.0869%	1.21	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4192.39	4192.39	0.98	220.0	19.0561313	21.820941	21.8	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	91.8133272	0.001334	0.1319%	5.53	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4192.39	4192.39	0.98	220.0	16.5037532	20.629665	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	21.543862	0.001334	0.0772%	11.36	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4192.39	4192.39	0.98	220.0	16.5037532	20.629665	47.7	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.910971	0.001334	0.2514%	9.09	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4192.39	4192.39	0.98	220.0	16.5037532	20.629665	23.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	96.2311603	0.001334	0.1063%	4.45	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1397.46	1397.46	0.98	220.0	6.3321051	7.9401138	46.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	65.5410209	0.001334	0.0941%	1.32	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2794.93	2794.93	0.98	220.0	12.7047022	15.880268	57.4	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	160.628767	0.001334	0.2304%	4.64	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1397.46	1397.46	0.98	220.0	6.3321051	7.9401138	46.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	65.5410209	0.001334	0.0941%	1.32	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1397.46	1397.46	0.98	220.0	6.3321051	7.9401138	46.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	65.5410209	0.001334	0.0941%	1.32	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1397.46	1397.46	0.98	220.0	6.3321051	7.9401138	46.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	65.5410209	0.001334	0.0941%	1.32	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 100VA Sector 3 N2	1500.53	1500.53	0.98	220.0	6.8205787	8.5257249	23.62	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	35.4454483	0.001334	0.0505%	0.76	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1500.53	1500.53	0.98	220.0	6.8205787	8.5257249	59.21	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	88.864297	0.001334	0.1276%	1.91	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1500.53	1500.53	0.98	220.0	6.8205787	8.5257249	14.14	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	81.2385556	0.001334	0.1167%	1.75	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1500.53	1500.53	0.98	220.0	6.8205787	8.5257249	48.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	72.7753895	0.001334	0.1045%	1.57	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1500.53	1500.53	0.98	220.0	6.8205787	8.5257249	45	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	67.5237548	0.001334	0.0970%	1.46	-1X ACSR 2/0 de Al	
	230.47																								
	230.47																								
	230.47																								
	230.47																								
	230.47																								
Transformador 10 kVA Sector 5	1227.60	1227.60	0.98	220.0	5.5790822	6.9738529	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.6438867	0.001334	0.1058%	1.30	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2452.40	2452.40	0.98	220.0	11.535046	13.847058	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	147.307771	0.001334	0.2071%	1.68	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1227.60	1227.60	0.98	220.0	5.5790822	6.9738529	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.6438867	0.001334	0.1058%	1.30	-1X ACSR 2/0 de Al	
	180																								
	180																								
	180																								
	180																								
	180																								
	180																								
	180																								
Transformador 10 kVA Sector 5 N2	1481.46	1481.46	0.98	220.0	6.7791771	8.4742215	49	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.0189883	0.001334	0.1050%	1.57	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4474.39	4474.39	0.98	220.0	20.3383754	25.4226645	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	266.483317	0.001334	0.3055%	17.25	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2982.93	2982.93	0.98	220.0	13.5587544	16.948443	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C NLP	31.35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	179.779558	0.001334	0.2571%	7.67	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2982.93	2982.93	0.98																						

Tabla 61 Perdidas de energía para conductores de Baja tensión

Se logra evidenciar que en los conductores de baja tensión hay mayores pérdidas de energía y esto es debido a la mayor cantidad de transporte de energía, teniendo un valor de 210 VA.

18. Cálculos de regulación de tensión.

Para el cálculo de regulación se utilizaron las siguientes formulas



$$V_f = I_f * Z_{eff}$$

$$V_l = \sqrt{3} * V_f$$

$$I_l = I_f$$

$$Z_{eff} = R \cos \theta + X_l \sin \theta$$

$$Z_{eff} [\Omega/km]$$

$$L = \text{Distancia [km]}$$

$$N_c = N_o \cdot \text{Cond} \times \text{Fase}$$

$$V_l = \sqrt{3} * I_l * Z_{eff}$$

$$\Delta V_l = \sqrt{3} * I_l * Z_{eff} * L$$

$$\Delta V_l = \sqrt{3} * \frac{I_l}{N_c} * Z_{eff} * L$$

$$\%R_v = \frac{\Delta V_l}{V_l} * 100$$

$$\%R_v = \frac{\sqrt{3} * \frac{I_l}{N_c} * Z_{eff} * L}{V_l} * 100$$

$$\%R_v = \frac{\sqrt{3} * I_l}{V_l} * \frac{Z_{eff}}{\frac{N_c}{1}} * L * 100$$

$$= \frac{V_l}{V_l} * \frac{\sqrt{3} * I_l}{V_l} * \frac{Z_{eff}}{\frac{N_c}{1}} * L * 100$$

$$= \frac{\sqrt{3} * V_l * I_l}{V_l^2} * L * \frac{Z_{eff}}{\frac{N_c}{1}} * 100$$

$$\%R_v = \left[S[VA] * L \right] * \left[\frac{Z_{eff}}{\frac{N_c}{V_l^2}} * 100 \right]$$

$$M_s \quad K$$

$$3f \quad \%R_v = M_s * K$$

$$2f \quad \%R_v = 1,5 * M_s * K$$

$$1f \quad \%R_v = 3 * M_s * K$$

$$M_s \quad K$$

Las pérdidas también dependen del número de fases del circuito a estudiar, así como de la longitud de la línea y del conductor seleccionado. Este último debe cumplir con las regulaciones establecidas por la empresa ENERCA, las cuales permiten un máximo de pérdidas del 5% para redes de media tensión en zonas rurales y del 7% para redes de baja tensión en las mismas localizaciones.

Tipo	Carga Instalada	Demandas máxima S [VA]	Factor De Potencia	Voltaje De Línea	Corriente De Línea	Corriente 125%	Distancia de poste a poste	AWG	Material	Número	Capacidad [A]	Base [C]	F de Corrección	Calculada	ACUMUL	Factor de corrección de grupo	R [Ω/km]	Xl [Ω/km]	Sen(θ)	Zeff	Momento electrico	Factor K	Regulación de tensión	Conductor electrolito SLP [AWG/KCMIL]	Tipo de conductor
Lazos MT Sector 1	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	77,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	778	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	105,1	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1051	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	118,6	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1186	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	119,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1197	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	117,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1177	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	118,2	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1182	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	118,2	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1182	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	118,9	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1189	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	119	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1190	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	119,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1198	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
Lazos MT Sector 2	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	5000,00	5000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	121	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1210	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
Lazos MT Sector 3 10KVA	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	99,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	998	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	10000,00	10000,00	0,98	13200,00	0,65607985	0,82009981	99,8	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	998	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
Lazos MT Sector 5 1 centros de carga de SKVA	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	121,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042,5	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	121,7	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042,5	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
	25000,00	25000,00	0,98	13200,00	1,64019963	2,05024954	120	ACSR 2	Al	0 a 3	150	90 °C XLP	31-35	0,96	100%	144	0,874	0,3812	0,199	0,932	1042	0,0000005	0,001%	3/0	-2XACSR 2 de Al
Total																							0,001%		

Tabla 62 Cálculo de regulación para los 6 sectores en media tensión

Transformador	Carga Instalada	Demanda máxima S (VA)	Factor De Potencia	Voltaje De Línea	Corriente De Línea	Corriente 125%	Distancia del poste a poste (m)	AWG KCMIL	Material	Capacidad (A)	Base (C)	F de Corrección	Calculada	ACUMU	Factor de corrección de grupo	R (Ω/km)	X (Ω/km)	Seno(β)	Zeff	Momento eléctrico	Factor K	Regulación de tensión	Tipo de conductor	
Transformador 10 kVA Sector 1	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.0010334	0.296%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.0010334	0.296%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	95.4782766	0.0010334	0.296%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	54.6	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	86.1671719	0.0010334	0.267%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	55.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	87.218793	0.0010334	0.271%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	59.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	93.9001233	0.0010334	0.291%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	59.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	93.9001233	0.0010334	0.291%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4734.46	4734.46	0.98	220.00	21.5202727	26.9003409	43.2	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	204.528672	0.0010334	0.634%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4734.46	4734.46	0.98	220.00	21.5202727	26.9003409	59.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	281.70037	0.0010334	0.873%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	3156.31	3156.31	0.98	220.00	14.3468485	17.9315606	57	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	179.80948	0.0010334	0.558%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.0010334	0.294%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.0010334	0.294%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.0010334	0.294%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.0010334	0.294%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	94.6891999	0.0010334	0.294%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1578.15	1578.15	0.98	220.00	7.17342424	8.9667803	40.4	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	63.7573946	0.0010334	0.188%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	971																							
Transformador 10 kVA Sector 3	1897.46	1897.46	0.98	220.00	8.35210511	7.94013138	48.3	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	60.5101532	0.0010334	0.188%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4392.39	4392.39	0.98	220.00	19.0562322	23.8202861	21.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	91.813272	0.0010334	0.285%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4392.39	4392.39	0.98	220.00	16.5023532	20.6290665	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	251.543362	0.0010334	0.390%	-2X ACSR 2/0 de Al	
	4392.39	4392.39	0.98	220.00	16.5023532	20.6290665	47.7	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	199.976873	0.0010334	0.310%	-2X ACSR 2/0 de Al	
	4392.39	4392.39	0.98	220.00	16.5023532	20.6290665	23.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	98.5211502	0.0010334	0.133%	-2X ACSR 2/0 de Al	
	1897.46	1897.46	0.98	220.00	8.35210511	7.94013138	46.9	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	65.4101025	0.0010334	0.203%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1794.93	1794.93	0.98	220.00	12.7042103	15.9802638	57.4	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	160.428767	0.0010334	0.497%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1897.46	1897.46	0.98	220.00	8.35210511	7.94013138	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	83.8477874	0.0010334	0.260%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1897.46	1897.46	0.98	220.00	8.35210511	7.94013138	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	83.8477874	0.0010334	0.260%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1897.46	1897.46	0.98	220.00	8.35210511	7.94013138	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	83.8477874	0.0010334	0.260%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	480.7																							
	Expansión red baja existente Sector 4 N1	1500.53	1500.53	0.98	220.00	6.82057927	6.52572409	23.62	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	35.4424581	0.0010334	0.110%	-1X ACSR 2/0 de Al
		1500.53	1500.53	0.98	220.00	6.82057927	6.52572409	59.21	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	88.8462297	0.0010334	0.273%	-1X ACSR 2/0 de Al
		1500.53	1500.53	0.98	220.00	6.82057927	6.52572409	54.14	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	81.2885556	0.0010334	0.252%	-1X ACSR 2/0 de Al
		1500.53	1500.53	0.98	220.00	6.82057927	6.52572409	48.5	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	72.755809	0.0010334	0.220%	-1X ACSR 2/0 de Al
		1500.53	1500.53	0.98	220.00	6.82057927	6.52572409	45	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	67.5237348	0.0010334	0.209%	-1X ACSR 2/0 de Al
	230.47																							
Transformador SKVA Sector 5	1227.40	1227.40	0.98	220.00	5.57908232	6.97385291	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.6438867	0.0010334	0.228%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2454.80	2454.80	0.98	220.00	11.1581666	13.9477058	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	147.287773	0.0010334	0.453%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1227.40	1227.40	0.98	220.00	5.57908232	6.97385291	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.6438867	0.0010334	0.228%	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 10 kVA Sector 5 N2	1493.46	1493.46	0.98	220.00	6.77997721	6.74422151	49	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.0816863	0.0010334	0.227%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	4474.39	4474.39	0.98	220.00	20.3381316	25.4236645	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	268.463337	0.0010334	0.832%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2982.93	2982.93	0.98	220.00	13.5587544	16.948443	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	178.975558	0.0010334	0.555%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	2982.93	2982.93	0.98	220.00	13.5587544	16.948443	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	178.975558	0.0010334	0.555%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1493.46	1493.46	0.98	220.00	6.77997721	6.74422151	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	89.4877791	0.0010334	0.277%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1493.46	1493.46	0.98	220.00	6.77997721	6.74422151	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	89.4877791	0.0010334	0.277%	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 10 kVA Sector 5 N3	1673.38	1673.38	0.98	220.00	7.60653889	8.50781736	44	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	73.6285376	0.0010334	0.228%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	5020.13	5020.13	0.98	220.00	22.8187617	28.5234521	60	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	301.207654	0.0010334	0.848%	-1X ACSR 2/0 de Al	
Transformador 10 kVA Sector 5 N4	1346.75	1346.75	0.98	220.00	5.5212678	6.9156947	59.4	ACSR 2/0	Al	235	90 °C XLP	31-35	0.96	100%	225.6	0.436	0.3662	0.199	0.500	186.797052	0.0010334	0.279%	-1X ACSR 2/0 de Al	
	1673.38	1673.38	0.98	220.00	7.60653889	8.50781736	5																	

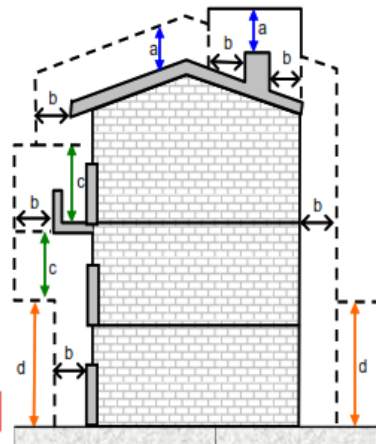
19. Áreas clasificadas como peligrosas.

Según la NTC-2050, capítulo 5 "Ambientes especiales", sección 500 "Lugares peligrosos (clasificados)", la zona en la cual se va a llevar a cabo el proyecto no se encuentra en un lugar clasificado como peligroso. Esto se debe a que es una zona rural donde no se identifican condiciones de Clase I - Gases y Vapores Inflamables, Clase II - Polvos Combustibles ni Clase III - Fibras y Pelusas Combustibles. Por lo tanto, no hay requisitos adicionales específicos para ambientes peligrosos en esta área.

20. Distancias de seguridad o servidumbre requeridas.

Las distancias de seguridad en este proyecto deben cumplir con lo establecido en el artículo 10 del RETIE vigente, titulado "Distancias de Seguridad". Este artículo señala que, frente al riesgo eléctrico, la técnica más efectiva de prevención es mantener una distancia adecuada respecto a las partes energizadas, ya que el aire actúa como un excelente aislante. Dichas distancias varían según el nivel de tensión del sistema y las características de las edificaciones existentes, proporcionando una lista detallada de valores que deben observarse para garantizar la seguridad.

Tabla 3.10.1. a. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES			
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)	
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 3.10.1. a.).	44/34,5/33	3,8	
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8	
	<1	0,45	
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 3.10.1. a.)	66/57,5	2,5	
	44/34,5/33	2,3	
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3	
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 3.10.1. a.)	44/34,5/33	4,1	
	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1	
	<1	3,5	
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 3.10.1. a.) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	115/110	6,1	
	66/57,5	5,8	
	44/34,5/33	5,6	
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6	

Fuente: Adaptada de la Resolución 90708 de 2013.

Tabla 64 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones RETIE

Tabla 3.10.2. a. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo "d" en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0

Tabla 65 Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones RETIE

Tabla 3.10.3.a. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

		DISTANCIAS EN METROS									
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4,8	4,2	4,2	4,2	4,3	4,3	4,6	5,3	7,1	
	230/220	3,0	2,4	2,4	2,4	2,5	2,6	2,9	3,6		
	115/110	2,3	1,7	1,7	1,7	1,8	1,9	2,2			
	66	2,0	1,4	1,4	1,4	1,5	1,5				
	57,5	1,9	1,3	1,3	1,3	1,4					
	44/34,5/33	1,8	1,2	1,2	1,3						
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8	1,2	0,6							
	<1	1,2	0,6								
Comunicaciones		0,6									
		Comunicación	<1	13,8/13,2/11,4/7,6	44/34,5/33	57,5	66	115/110	230/220	500	
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior											

Fuente: Adoptada de la Resolución 90708 de 2013.

Tabla 66 Distancias verticales en vanos con líneas

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Figura 11.2.1.).	500	11,5
	230/220	8,0
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima al suelo "d" en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en las zonas de servidumbre (Figura 11.2.1.).	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, o se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia "e" estos valores (Figura 11.2.2.).	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5

Tabla 3.10.4. a. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo

CLASE DE CIRCUITO Y TENSIÓN ENTRE LOS CONDUCTORES CONSIDERADOS	DISTANCIAS HORIZONTALES DE SEGURIDAD (cm)
Conductores de comunicación expuestos.	15 ⁽¹⁾ 7,5 ⁽²⁾
Alimentadores de vías férreas 0 a 750 V (4/0 AWG o mayor calibre). 0 a 750 V (calibre menor de 4/0 AWG). Entre 750 V y 8,7 kV.	15 30 30
Conductores de suministro del mismo circuito. 0 a 8,7 kV. Entre 8,7 y 50 kV. Mas de 50 kV.	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV Debe atender normas internacionales
Conductores de suministro de diferente circuito ⁽³⁾ 0 a 8,7 kV Entre 8,7 y 50 kV Entre 50 kV y 814 kV	30 30 más 1 cm por kV sobre 8,7 kV 71,5 más 1 cm por kV sobre 50 kV

Fuente: Adoptada de la Resolución 90708 de 2013.

Tabla 3.10.5. b. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Limite de aproximación seguro [m]		Limite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	
50 V – 300 V	3,0	1,0	0,30
301 V – 750 V	3,0	1,0	0,30
751 V – 15 kV	3,0	1,5	0,7
15,1 kV – 36 kV	3,0	1,8	0,8
36,1 kV – 46 kV	3,0	2,5	0,8
46,1 kV - 72,5 kV	3,0	2,5	1,0
72,6 kV – 121 kV	3,3	2,5	1,0

Tipo	Codificación	Cantidad	Unidad
Arranque	H-1043	4	UND
Paso 0°-5°	H-1016	15	UND
Trafo	H-1039	7	UND
Paso 5°-30°	LAR-295	8	UND
Retención 30°-60°	R-2515	0	UND
Cambio giro 60°-90°	R-2546	1	UND
Final de cto	R-5551	4	UND
2 perchas	L-3021	23	UND
2 terminal	L-3022	16	UND
3 perchas	L-3018	6	UND
3 perchas R	L-3019	0	UND
Postes 12 metros extrareforzados		16	UND
Postes 12 metros		16	UND
Poste 8 metros extrareforzados		24	UND
Poste 8 metros		17	UND
ACSR desnudo calibre 2/0 AWG		5176,94	Metros
ACSR calibre 2 AWG con aislamiento XLPE 90°		9241,02	Metros

Tabla 67 Ítems de obra