DISEÑO ELECTRICO

MEMORIAS DISEÑO ELÉCTRICO

DISEÑO ELÉCTRICO PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL RESTAURANTE ESCOLAR DEL CENTRO EDUCATIVO INDÍGENA UWA CALAFITAS

ARAUCA – ARAUCA

TABLA DE CONTENIDO

1 Introducción 5

2 Resumen ejecutivo 5

2.1 Disposiciones legales y normas aplicables 5

2.1.1 Reglamentación eléctrica 5

2.1.2 Reglamentación de alumbrado público 5

2.1.3 Normas 5

2.2 Programas de cálculo 6

2.2.1 Diseño eléctrico 6

2.2.2 Diseño de iluminación 6

3 Objetivo y alcance 6

3.1 Objetivo 6

3.2 Alcance 6

4 Diseño eléctrico 7

4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos 8

4.2 Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección 16

4.3 Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos 16

4.3.1 Naturaleza de las cargas 16

4.3.2 Codificación de Tableros de distribución 17

4.3.3 Cargas proyectadas 18

4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico 18

4.5 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra 19

4.6 Análisis del nivel tensión requerido 19

4.7 Cálculo de campos electromagnéticos 20

4.8 Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga 20

4.9 Sistema de puesta a tierra 21

4.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía 26

4.11 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 26

4.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación 26
4.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A 27
4.14 Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.) 27
4.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia 29
4.16 Cálculos de regulación de tensión 29
4.17 Clasificación de áreas 30
4.18 Diagramas unifilares 30
4.19 Planos eléctricos para construcción 30
4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares 31
4.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas 32
4.21.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones 32
4.21.2 Distancias mínimas de seguridad en cruces y recorridos de vías 33
4.21.3 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura 34
4.21.4 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas 36
5 Documentos anexos 37
5.1 Análisis de riesgo por descargas atmosféricas y medidas para mitigarlas 37
5.2 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra 37
5.3 Coordinación de protecciones 37
5.4 Planos eléctricos 37

Lista de tablas

Tabla 1. Resumen general del proyecto. ..... **¡Error! Marcador no definido.**
Tabla 2. Ítems del deseño detallado según el RETIE (actualización del 02 de abril de 2024). 7
Tabla 3. Factores de riesgos eléctricos más comunes. 9
Tabla 4. Análisis de factores de Riesgo 1. 12
Tabla 5. Análisis de factores de Riesgo 2. 12
Tabla 6. Análisis de factores de Riesgo 3. 13
Tabla 7. Análisis de factores de Riesgo 4. 13

Tabla 8. Análisis de factores de Riesgo 5. 14
Tabla 9. Medidas para mitigar los riesgos identificados. 14
Tabla 10. Decisiones y acciones para Controlar el Riesgo. 16
Tabla 11. Codificación de tableros de distribución. 17
Tabla 12. Cuadro de cargas. 18
Tabla 18. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014). 19
Tabla 19. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (resolución CREG 038-2014). 20
Tabla 22. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra. 26
Tabla 27. Parámetros de cálculo de regulación ENELAR ESP. 29
Tabla 28. Clasificación de áreas. 30
Tabla 29. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. 33
Tabla 30. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones. 34
Tabla 31. Distancia horizontal entre conductores soportados en la misma estructura de apoyo. 35
Tabla 32. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura. 35
Tabla 33. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna. 36

Lista de figuras

Figura 4. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas (RETIE Figura 3.12.1.a) 22
Figura 6. Cálculo de la resistividad aparente del terreno en el Etap. 23
Figura 7. Valores usados de resistividad para la simulación. 23
Figura 8. Conductor de puesta a tierra 24
Figura 9. Varilla electrodo. 24
Figura 10. Resumen de resultados obtenidos con el Etap. 25
Figura 11. Representación tridimensional de la malla de puesta a tierra. 25
Figura 12. Ocupación de ductos circuitos en calibre 12 AWG. 27
Figura 14. Ocupación de ductos circuitos en calibre 8 AWG. 28
Figura 15. Ocupación de ductos circuitos en calibre 2/0 AWG. 28
Figura 17. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vía. 34

1 Introducción

El presente proyecto, titulado **"Diseño eléctrico para la construcción del Restaurante Escolar del Centro Educativo Indígena UWA Calafitas"**, tiene como propósito establecer las condiciones técnicas necesarias para la implementación de una instalación eléctrica segura, funcional y confiable, que responda a las necesidades operativas del restaurante escolar y de los espacios complementarios asociados.

La adecuada distribución de la energía eléctrica y del sistema de iluminación resulta fundamental para garantizar el correcto funcionamiento de las actividades propias del restaurante escolar, permitiendo condiciones apropiadas de seguridad, confort y eficiencia para estudiantes, personal administrativo, docentes y demás usuarios de la institución educativa.

El diseño contempla la ubicación y distribución de los principales elementos eléctricos indicados en el plano, tales como tablero de distribución, tomacorrientes monofásicos, tomacorrientes con protección GFCI, interruptores, luminarias herméticas LED, canalizaciones eléctricas por muro, piso, techo y tramos enterrados, de acuerdo con las necesidades del proyecto y las condiciones propias de la edificación.

El desarrollo de la instalación eléctrica se plantea bajo criterios de seguridad, eficiencia energética, funcionalidad y cumplimiento normativo, tomando como referencia los lineamientos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), el Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público (RETILAP), la Norma Técnica Colombiana NTC 2050 y demás disposiciones aplicables para instalaciones eléctricas de baja tensión.

Este documento presenta los aspectos generales del diseño eléctrico, incluyendo el análisis de cargas, la distribución de circuitos, la selección de protecciones, conductores, canalizaciones, sistema de puesta a tierra, iluminación y demás especificaciones técnicas necesarias para la correcta ejecución de la obra, con el fin de asegurar una instalación segura, confiable y acorde con el uso institucional del proyecto.

2 Resumen ejecutivo

2.1 Disposiciones legales y normas aplicables

2.1.1 Reglamentación eléctrica

- RETIE. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, actualización 2024.

2.1.2 Reglamentación de alumbrado público

- RETILAP. Reglamento Técnico de Iluminación y Alumbrado Público, actualización 2024.

2.1.3 Normas

- Norma Técnica ENELAR E.S.P.
- NTC 2050. Código Eléctrico Colombiano (segunda actualización).

2.2 Programas de cálculo

2.2.1 Diseño eléctrico

Se empleó el software de AutoCAD para el diseño y planos eléctricos y el software ETAP 21 para el diseño y cálculo de la malla de puesta a tierra para la subestación tipo poste

2.2.2 Diseño de iluminación

Para el cálculo del sistema de iluminación interior, que abarca consultorios, salas de atención, áreas administrativas, circulaciones, baños y demás espacios funcionales, se empleó el software DIALux EVO 13.2.

3 Objetivo y alcance

3.1 Objetivo

Diseñar de manera detallada la instalación eléctrica del Restaurante Escolar del Centro Educativo Indígena UWA Calafitas, garantizando una distribución segura, eficiente y funcional de la energía eléctrica para el correcto funcionamiento de las áreas proyectadas.

El diseño tiene como finalidad establecer la ubicación, dimensionamiento y especificación de los principales componentes eléctricos, tales como tablero de distribución, circuitos de iluminación, tomacorrientes monofásicos, tomacorrientes con protección GFCI, interruptores, canalizaciones, conductores y demás elementos necesarios para la adecuada operación de la instalación.

3.2 Alcance

El alcance del presente proyecto comprende el diseño de la instalación eléctrica interna y del sistema de iluminación del Restaurante Escolar del Centro Educativo Indígena UWA Calafitas, de acuerdo con la distribución arquitectónica y eléctrica indicada en el plano del proyecto.

El diseño incluye la definición y ubicación de los principales componentes eléctricos necesarios para la correcta operación de la edificación, tales como tablero de distribución, circuitos de iluminación, tomacorrientes monofásicos, tomacorrientes con protección GFCI, interruptores, luminarias herméticas LED, conductores, cajas, canalizaciones eléctricas por muro, piso, techo y tramos enterrados.

Así mismo, el alcance contempla el análisis de cargas eléctricas, la distribución de circuitos derivados, la selección de protecciones contra sobrecorriente, la especificación de conductores y canalizaciones, el sistema de puesta a tierra, la verificación de regulación de tensión y la elaboración de las especificaciones técnicas complementarias necesarias para la correcta ejecución de la instalación.

Se excluyen del presente alcance las instalaciones de redes de voz y datos, sistemas de seguridad electrónica, sistemas de generación de energía, redes de media tensión, transformadores, alumbrado público exterior, instalaciones hidrosanitarias, gas, ventilación mecánica y demás sistemas que no hagan parte directa del diseño eléctrico indicado en el plano suministrado.

4 Diseño eléctrico

El área eléctrica consiste en el diseño de las redes eléctricas necesarias para la implementación de la nueva infraestructura eléctrica. El RETIE en su cuerpo normativo, establece lo siguiente aspecto para la elaboración del diseño:

- ***"Artículo 3.3.1. Instalaciones eléctricas que requieren diseño"***

Toda instalación eléctrica que esté sujeta al cumplimiento del RETIE debe contar con un diseño elaborado por uno o más profesionales legalmente habilitados para llevar a cabo dicha tarea. El diseño puede ser básico o detallado, dependiendo del tipo de instalación.

- ***"3.3.3.1. Diseño detallado"***

"El diseño detallado debe ser ejecutado por profesionales de la ingeniería de acuerdo con la competencia otorgada por su matrícula profesional. Las partes involucradas con el diseño deben atender y respetar los derechos de autor y propiedad intelectual de los diseños. La profundidad con que se traten los temas dependerá de la complejidad y el nivel de riesgo asociado al tipo de instalación y debe contemplar los ítems que le apliquen de la siguiente lista:

El diseño debe contemplar la evaluación y realización de los siguientes ítems que le apliquen al tipo de instalación."

Tabla 1. Ítems del deseño detallado según el RETIE (actualización del 02 de abril de 2024).

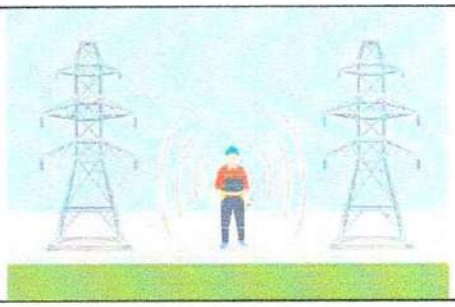
Ítem	Descripción	Aplica	
		Si	No
a	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	X	
b	Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección	X	
c	Análisis y cálculo de cargas iniciales y futuras, incluyendo factor de potencia y armónicos	X	
d	Coordinación de aislamiento eléctrico		X
e	Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra	X	
f	Análisis del nivel tensión requerido	X	
g	Cálculos de campos electromagnéticos		X
h	Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga		X
i	Sistema de puesta a tierra	X	
j	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía		X
k	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	X	

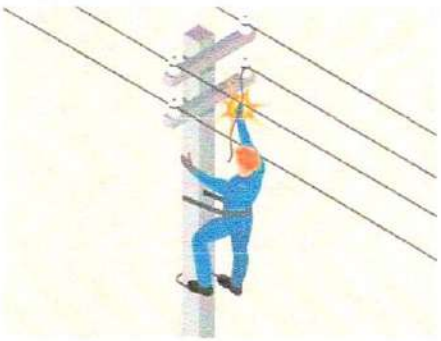
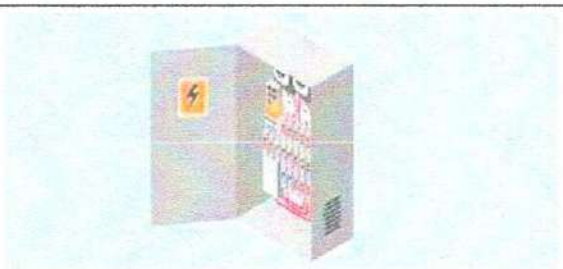
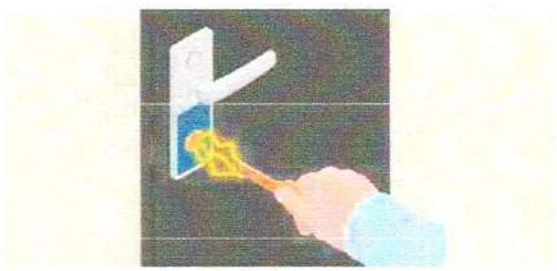
Ítem	Descripción	Aplica	
		Si	No
l	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación		X
m	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A	X	
n	Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc	X	
o	Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia		X
p	Cálculos de regulación de tensión	X	
q	Áreas clasificadas como peligrosas		X
r	Diagramas unifilares	X	
s	Planos eléctricos para construcción	X	
t	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares	X	
u	Distancias de seguridad o servidumbre requeridas	X	
v	Justificación de desviaciones técnicas cuando sea estrictamente necesarias, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación		X
w	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas		X
x	Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales		X

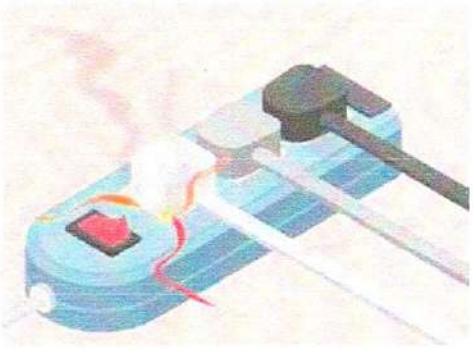
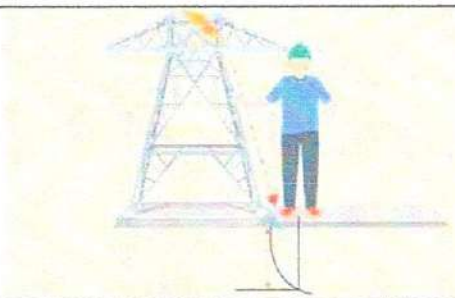
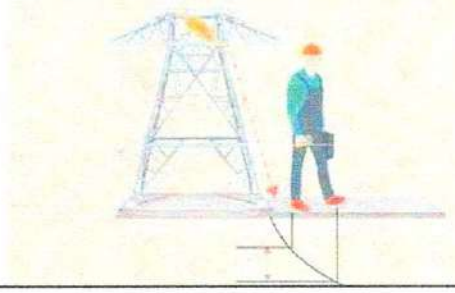
4.1 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

A continuación, se describen los factores de riesgo que pueden existir en toda instalación eléctrica y las medidas de mitigación recomendadas para garantizar la seguridad de los operarios y usuarios.

Tabla 2. Factores de riesgos eléctricos más comunes.

	**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.
	**AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)** **POSIBLES CAUSAS:** Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
	**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.
	**CORTOCIRCUITO** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
	**ELECTRICIDAD ESTÁTICA** **POSIBLES CAUSAS:** Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
	**EQUIPO DEFECTUOSO** **POSIBLES CAUSAS:** Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

	**RAYOS** **POSIBLES CAUSAS:** Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección. **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.
	**SOBRECARGA** **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. **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.
	**TENSIÓN DE CONTACTO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad. **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
	**TENSIÓN DE PASO** **POSIBLES CAUSAS:** Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla, **MEDIDAS DE PROTECCIÓN:** Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

La siguiente tabla detalla los factores de riesgo identificados y su nivel de riesgo correspondiente, calculado de acuerdo con la matriz de riesgos eléctricos establecida en el RETIE:

Tabla 3. Análisis de factores de Riesgo 1.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución o quemadura grave (EVENTO O EFECTO)	por	Contacto accidental (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Línea 13,2 kV energizada (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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: Elaboración propia.

Tabla 4. Análisis de factores de Riesgo 2.

RIESGO A EVALUAR:	Arco eléctrico en conexión final (EVENTO O EFECTO)	por	Error en conexión o mala coordinación (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Equipos energizados / fallas en maniobra (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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: Elaboración propia.

Tabla 5. Análisis de factores de Riesgo 3.

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución por falla en puesta a tierra (EVENTO O EFECTO)	por	Puesta a tierra temporal mal instalada o ausente (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Trabajo sin descargo efectivo (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco electrico)		(Ej: Caida de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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: Elaboración propia.

Tabla 6. Análisis de factores de Riesgo 4.

RIESGO A EVALUAR:	Lesiones por caída del trabajador (EVENTO O EFECTO)	por	Caída desde altura durante izado o conexión (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Trabajo en alturas / error humano (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco electrico)		(Ej: Caida de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X] RIESGO MATERIALIZADO [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		PROBABILIDAD E: No ha ocurrido en el sector	D: Ha ocurrido en el sector	C: Ha ocurrido en la empresa	B: Sucede varias veces al año en la empresa	A: 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: Elaboración propia.

Tabla 7. Análisis de factores de Riesgo 5.

RIESGO A EVALUAR:	Daño de conductor, herramientas o materiales (EVENTO O EFECTO)	por	Mal manejo del conductor durante el tendido (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	Desorganización / falta de supervisión (FUENTE)
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 KV)

RIESGO POTENCIAL [X]	RIESGO MATERIALIZADO [ ]	PROBABILIDAD				
		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
CONSECUENCIAS						
En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de 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

Evaluador	Matricula profesional	Lugar de la evaluación	Fecha

Fuente: Elaboración propia.

Durante la ejecución de trabajos en redes eléctricas, es fundamental identificar los riesgos asociados a las actividades críticas, con el fin de implementar medidas preventivas que garanticen la integridad del personal, la continuidad del servicio y la protección del entorno. A continuación, se describen los principales eventos de riesgo identificados en el proyecto, sus causas y las medidas de prevención y control necesarias para mitigarlos eficazmente conforme a la normatividad vigente y buenas prácticas de seguridad eléctrica.

Tabla 8. Medidas para mitigar los riesgos identificados.

N°	Evento o Efecto	Medidas de Prevención / Control
1	**Electrocución o quemadura grave**	• Desenergizar la red con verificación de ausencia de tensión • Implementar sistema de bloqueo y etiquetado (LOTO) • Uso obligatorio de EPP dieléctrico (guantes, botas, casco con visor) • Capacitación en riesgos eléctricos y protocolos de emergencia • Supervisión permanente durante maniobras cercanas a tensión
3	**Arco eléctrico en conexión final**	• Realizar conexión con red desenergizada y puesta a tierra visible • Inspeccionar y probar materiales y terminales antes de conexión • Respetar distancias de seguridad • Personal entrenado en maniobras de conexión MT • Uso de herramientas con aislamiento y visores contra arco eléctrico

5	**Electrocución por falla en puesta a tierra**	• Usar puestas a tierra temporales visibles antes de iniciar trabajos • Verificar continuidad y efectividad de la puesta a tierra con equipo • Uso de pértigas para conexión de tierra • Capacitación en técnicas de descarga segura • Supervisión del protocolo de puesta a tierra en campo
6	**Lesiones por caída del trabajador**	• Uso de sistema anticaídas (líneas de vida, arnés, absorbedores) • Certificación en trabajo seguro en alturas • Inspección diaria de EPP y estructuras (postes, escaleras, canastas) • Procedimientos escritos para maniobras en altura • Análisis de trabajo seguro (AST) antes de subir a estructura
7	**Daño de conductor, herramientas o materiales**	• Capacitación en técnicas de tendido y manipulación de conductor • Control visual del área de trabajo • Asignación de roles y supervisión en campo • Uso de poleas, guías, grúas y herramientas adecuadas • Señalización de zona de maniobras y protección del conductor en piso

Fuente: Elaboración propia.

Con base en los niveles de riesgo identificados en la tabla anterior, se establecen las decisiones y acciones que deben tomarse para controlar dichos riesgos antes, durante y después de la ejecución de los trabajos. La siguiente tabla, extraída del RETIE 2024, presenta de manera clara las medidas que deben adoptarse según la clasificación del riesgo (Muy alto, Alto, Medio, Bajo o Muy bajo), incluyendo la necesidad de permisos especiales, el uso obligatorio de EPP y los procedimientos de análisis y verificación requeridos.

Tabla 9. Decisiones y acciones para Controlar el Riesgo.

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: • ¿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: Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

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

Ver el anexo 5.1 del presente documento.

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

El presente análisis tiene como finalidad evaluar la carga eléctrica instalada en el sistema eléctrico del lugar, para identificar las posibles medidas correctivas necesarias.

4.3.1 Naturaleza de las cargas

Cargas del tipo resistivas: Este tipo de cargas son lineales y no presentan deformaciones en el factor de potencia, que son: lámparas bombillas incandescentes, cafeteras eléctricas y cualquier tipo de elemento que usa para su funcionamiento una resistencia. Estas no afectan la calidad del servicio eléctrico y la mayoría de las cargas del proyecto actual son de este tipo.

Cargas del tipo Inductivas: Estas cargas pueden afectar la calidad del servicio eléctrico y disminuir el factor de potencia global, entre estas cargas se presentan motores para diferentes usos. En este caso el proyecto es completamente residencial y se proyectan cargas de motores para pequeñas para bombas de 2 HP con un factor de potencia común proyectado de 0.82, por lo que el factor de potencia

no se afectaría, además el uso no es continuo. El control del factor de potencia se llevará a cabo con un arrancador electrónico suave. Sucede lo mismo con las cargas capacitivas.

Análisis de Armónicos: En general los armónicos son producidos por cargas no lineales. A continuación, se mencionan el tipo de cargas que son susceptibles a los armónicos y cuales los generan.

Siguiendo lo indicado en el STD IEEE 519 de 1992, las principales fuentes de armónicos para una instalación eléctrica son:

- Convertidores.
- Hornos de Arco.
- Compensadores de VAR estático.
- Inversores monofásicos y trifásicos.
- Controles de Fase electrónicos.
- Ciclos convertidores.
- Variadores de PWM.

Este proyecto no cuenta con este tipo de cargas, por lo tanto, los efectos provocados por armónicos son despreciables.

4.3.2 Codificación de Tableros de distribución

X0 X1 X2 X3 X4 N1 N2

Donde,

Tabla 10. Codificación de tableros de distribución.

X	Descripción	X_0	X_1	X_2	X_3	X_4
T	Tablero	T	-	-	-	-
E	Esencial	-	E	-	-	-
N	No esencial	-	N	-	-	-
V	Vital	-	-	V	-	-
C	Crítico	-	-	C	-	-
E	Equipos	-	-	E	-	-
B	Básico	-	-	B	-	-
S	Soporte	-	-	S	-	-
N	Normal	-	-	-	N	-
R	Regulado	-	-	-	R	-
A	Aislado	-	-	-	A	-
M	Cargas mixtas	-	-	-	-	M
T	Tomas y equipos	-	-	-	-	T
L	Luces	-	-	-	-	L
A	Aires	-	-	-	-	A

4.3.3 Cargas proyectadas

A continuación, se presenta el cuadro de cargas del tablero general, los cuadros de carga discriminados por tablero de distribución se encuentran en los planos eléctricos.

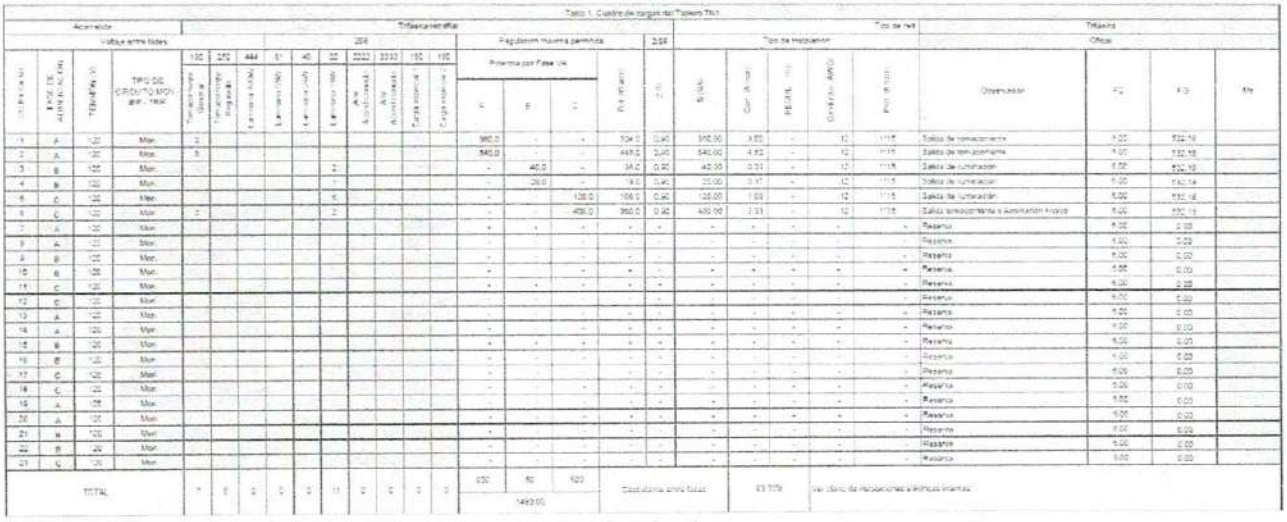


Tabla 11. Cuadro de cargas.

4.4 Coordinación de aislamiento eléctrico

Para el presente proyecto no aplica el desarrollo de un estudio específico de **coordinación de aislamiento eléctrico**, teniendo en cuenta que la instalación objeto del diseño corresponde a una instalación eléctrica interna de baja tensión para el **Restaurante Escolar del Centro Educativo Indígena UWA Calafitas**, conformada principalmente por tablero de distribución, circuitos de iluminación, tomacorrientes monofásicos, tomacorrientes con protección GFCI, interruptores, luminarias herméticas LED y canalizaciones eléctricas.

De acuerdo con el RETIE, Resolución 40117 de 2024, Libro 3, Título 3, Artículo 3.3.1 y numeral 3.3.1.1, el diseño detallado debe contemplar la evaluación y realización de los ítems que apliquen según el tipo de instalación, su complejidad y nivel de riesgo. Así mismo, el parágrafo 1 del citado numeral establece que, en las memorias de cálculo, el diseñador debe mencionar expresamente los ítems que no aplican en la instalación objeto del diseño y señalar las razones de su no aplicación.

En este sentido, la coordinación de aislamiento eléctrico se considera no aplicable para el presente proyecto, debido a que no se contemplan redes de media tensión, redes de alta tensión, líneas de transmisión, redes de distribución, subestaciones, transformadores, celdas, seccionadores, aisladores, pararrayos de red ni equipos eléctricos expuestos a sobretensiones de maniobra o atmosféricas que requieran la determinación de niveles básicos de aislamiento al impulso —BIL—, distancias de fuga, distancias de arco o selección de aisladores.

No obstante, la instalación deberá garantizar el adecuado aislamiento de los conductores, equipos y materiales empleados, mediante la selección de productos certificados y apropiados para el nivel de

tensión de servicio, conforme a los requisitos aplicables del RETIE y la NTC 2050. La seguridad eléctrica del proyecto se verificará a través de la correcta selección de conductores, canalizaciones, protecciones contra sobrecorriente, sistema de puesta a tierra, tomacorrientes GFCI y demás elementos propios de una instalación interna de baja tensión.

En caso de que durante el desarrollo o ejecución del proyecto se incorpore una acometida en media tensión, subestación, transformador, red aérea o subterránea de distribución, equipos de protección contra sobretensiones o cualquier otro elemento que modifique el nivel de tensión o la exposición a sobretensiones, deberá actualizarse el diseño y realizarse el estudio de coordinación de aislamiento correspondiente.

Conclusión: No aplica como estudio específico para el presente diseño eléctrico, por tratarse de una instalación interna de baja tensión sin redes de media tensión, subestaciones ni equipos que requieran coordinación dieléctrica.

4.5 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra

Ver el anexo 5.2 del presente documento.

4.6 Análisis del nivel tensión requerido

Los equipos, aparatos eléctricos y de alumbrado requieren disponibilidad de tensión de 220 V para circuitos bifásicos, 127 V para circuitos monofásicos, por lo cual se debe instalar una subestación de transformación de MT a estos valores en BT.

Voltaje del transformador

Debe tener una relación alrededor de 13.2/0.220/0.127 kV.
Equipo de medida Indirecta
Medición Indirecta en media tensión

Los puntos de medición de acuerdo con la resolución CREG 038-2014, Articulo 6, se clasifican acorde con el consumo o transferencia de energía por la frontera, o, por la capacidad instalada en el punto de conexión como se observa en la tabla 1:

Tabla 12. Clasificación de puntos de medición (Resolución CREG 038-2014).

Tipo de puntos de medición	Consumo o transferencia de energía, C, [MWh-mes]	Capacidad Instalada, CI, [MVA]
1	C ≥ 15.000	CI ≥ 30
2	15.000 > C ≥ 500	30 > CI ≥ 1
3	500 > C ≥ 50	1 > CI ≥ 0,1
4	50 > C ≥ 5	0,1 > CI ≥ 0,01
5	C < 5	CI < 0,01

Tabla 13. Requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida (resolución CREG 038-2014).

Tipo de puntos de medición	Índice de clase para medidores de energía activa	Índice de clase para medidores de energía reactiva	Clase de exactitud para transformadores de corriente	Clase de exactitud para transformadores de tensión
1	0,2 S	2	0,2 S	0,2
2 y 3	0,5 S	2	0,5 S	0,5
4	1	2	0,5	0,5
5	1 ó 2	2 ó 3	--	--

4.7 Cálculo de campos electromagnéticos

No aplica. Ya que no se contemplan líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas, deben incluir un análisis del campo electromagnético en los lugares donde se vaya a tener la presencia de personas.

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

Para el presente proyecto no aplica el cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga, debido a que el alcance del diseño corresponde a una instalación eléctrica interna de baja tensión para el **Restaurante Escolar del Centro Educativo Indígena UWA Calafitas**, conformada principalmente por tablero de distribución, circuitos de iluminación, tomacorrientes monofásicos, tomacorrientes con protección GFCI, interruptores, luminarias herméticas LED y canalizaciones eléctricas.

De acuerdo con el **RETIE, Resolución 40117 de 2024, Libro 3, Título 3, Artículo 3.3.1**, toda instalación eléctrica a la que le aplique el reglamento debe contar con un diseño realizado por profesional competente. Así mismo, el numeral **3.3.1.1 Diseño detallado** establece que el diseño debe contemplar la evaluación y realización de los ítems que apliquen según el tipo de instalación, su complejidad y nivel de riesgo, entre ellos el literal **h: "Cálculo de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga"**.

No obstante, para el caso específico del presente proyecto, dicho ítem se considera **no aplicable**, ya que en el plano eléctrico suministrado no se contempla la instalación, selección, ampliación o reemplazo de transformadores de distribución, ni la construcción de subestación eléctrica, red de media tensión, celdas, equipos de medida indirecta en media tensión o infraestructura asociada a transformación de energía.

La alimentación eléctrica del restaurante escolar se considera asociada a una instalación de baja tensión, por lo cual el diseño se limita a la distribución interna de circuitos, protecciones, conductores, canalizaciones, tomacorrientes, luminarias y sistema de puesta a tierra, sin intervenir el sistema de transformación de energía del operador de red o de una subestación propia.

En relación con los efectos de armónicos y factor de potencia, las cargas previstas en el proyecto corresponden principalmente a iluminación LED, tomacorrientes de uso general y equipos menores propios de un restaurante escolar. No se identifican cargas especiales de alta potencia, variadores de velocidad, hornos de arco, grandes motores, sistemas de soldadura, bancos de condensadores, UPS de gran capacidad u otros equipos que requieran el dimensionamiento específico de un transformador por distorsión armónica o corrección del factor de potencia.

En consecuencia, no se requiere calcular capacidad, cargabilidad, pérdidas, factor K, sobredimensionamiento, ventilación, relación de transformación ni efectos térmicos sobre un transformador, por cuanto este equipo no hace parte del alcance del presente diseño eléctrico.

En caso de que durante la ejecución del proyecto se determine la necesidad de instalar un transformador propio, una subestación, una acometida en media tensión o equipos de gran potencia que modifiquen el comportamiento eléctrico de la carga, se deberá actualizar el diseño y desarrollar el cálculo correspondiente del transformador, considerando demanda, factor de potencia, contenido armónico, cargabilidad, protecciones, puesta a tierra y demás requisitos aplicables del RETIE y de la norma del operador de red.

4.9 Sistema de puesta a tierra

El RETIE establece que todo sistema de puesta a tierra debe cumplir con los siguientes criterios:

A. No se permite utilizar elementos metálicos que no formen parte de las instalaciones eléctricas como conductores del sistema de puesta a tierra, aunque estos elementos deben conectarse a tierra en algunos casos.
B. Los elementos metálicos principales que refuercen la estructura de un edificio deben estar conectados permanentemente al sistema general de puesta a tierra.
C. Las conexiones que estén bajo el nivel del suelo deben realizarse mediante soldadura exotérmica o con conectores certificados para enterramiento directo, conforme a las normas IEEE 837 o NTC 2206.
D. Deben dejarse puntos de conexión accesibles e inspeccionables para verificar las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial. Si se construyen cajas de inspección, estas deben tener dimensiones mínimas de 30 cm x 30 cm o 30 cm de diámetro si son circulares, con tapas removibles. Esta disposición no es aplicable a los electrodos de las líneas de transporte.
E. En caso de que existan múltiples sistemas de puesta a tierra en un edificio, deben estar interconectados eléctricamente, siguiendo lo establecido en la norma IEC-61000-5-2.

A continuación, a modo de ejemplo, se detallan sistemas de puestas a tierra dedicadas e interconectadas entre sí:

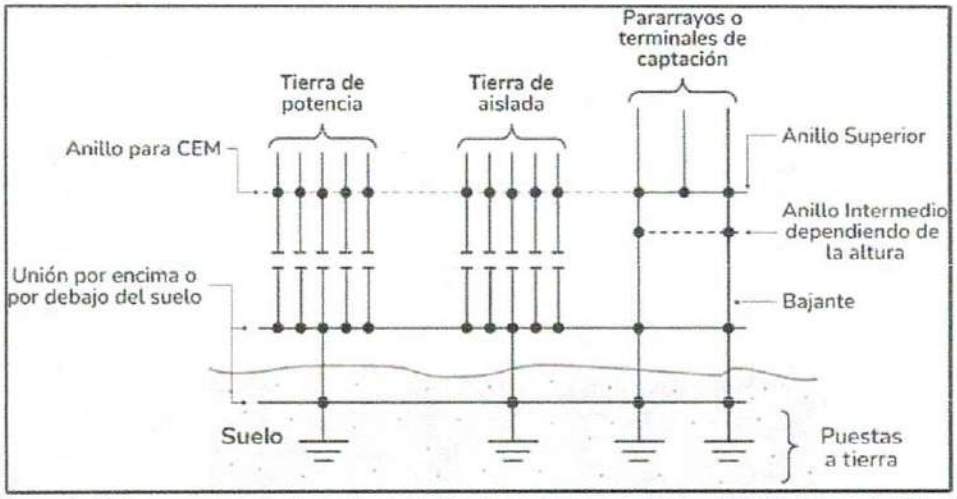


Figura 1. Sistemas con puestas a tierra dedicadas e interconectadas (RETIE Figura 3.12.1.a).

Para el presente proyecto en Puerto Nariño, se contempla la instalación de una subestación tipo poste, la cual requiere un sistema de puesta a tierra diseñado conforme a los criterios técnicos y normativos establecidos en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE). Este sistema es esencial para garantizar la seguridad de las personas, la correcta operación de los equipos eléctricos, y la efectividad de las protecciones contra fallas a tierra y sobretensiones.

De acuerdo con el RETIE, todo sistema de puesta a tierra debe cumplir con una resistencia máxima permitida de 10 ohmios para subestaciones de media tensión. Adicionalmente, se deben aplicar medidas como el uso de electrodos certificados, conexiones permanentes mediante soldadura exotérmica o conectores para enterramiento directo (conforme a IEEE 837 o NTC 2206), y la disposición de cajas de inspección accesibles para verificar continuidad y estado del sistema.

En cumplimiento de lo anterior, se diseñó el sistema de puesta a tierra en el software ETAP, obteniendo resultados que cumplen con los límites establecidos, y asegurando que el transformador y los equipos asociados queden protegidos frente a descargas atmosféricas, fallas eléctricas y riesgos de contacto.

Es importante aclarar que, según lo establecido en el TÍTULO 12 del RETIE, numeral 3.12.4.3 sobre medición de tensiones de paso y contacto, no es obligatorio realizar estas mediciones en subestaciones tipo poste. Así lo indica expresamente el parágrafo 1, el cual exime de esta exigencia a este tipo de subestaciones, siempre que se cumplan los criterios generales de diseño. Por lo tanto, en el caso del presente proyecto, dicha medición no es requerida, lo que se encuentra en concordancia con la normatividad vigente.

A continuación, se presentan los valores de resistividad aparente del terreno obtenidos mediante mediciones en campo, los cuales fueron empleados como base para el diseño del sistema de puesta a tierra de la subestación tipo poste. Estos valores son fundamentales para determinar la configuración, cantidad y disposición de los electrodos, así como para validar que la resistencia final del sistema se mantenga dentro de los límites establecidos por el RETIE.

Con base en los datos obtenidos en campo, se realizó el cálculo de la resistividad aparente del terreno utilizando el software especializado, considerando un modelo de dos capas. Los resultados indican

una resistividad de 28,159 Ω·m para la capa superficial, con una profundidad de 10,29 pies (33,76 m), y una resistividad de 24,676 Ω·m para la capa inferior. Estos valores son fundamentales para definir el diseño del sistema de puesta a tierra, ya que permiten simular con mayor precisión el comportamiento del terreno frente a la disipación de corriente. La modelación del perfil estratificado del suelo mejora la confiabilidad del diseño frente a configuraciones uniformes y asegura que el sistema cumpla con los valores establecidos por el RETIE. Se deberá añadir una capa de 0,5 ft de roca triturada.

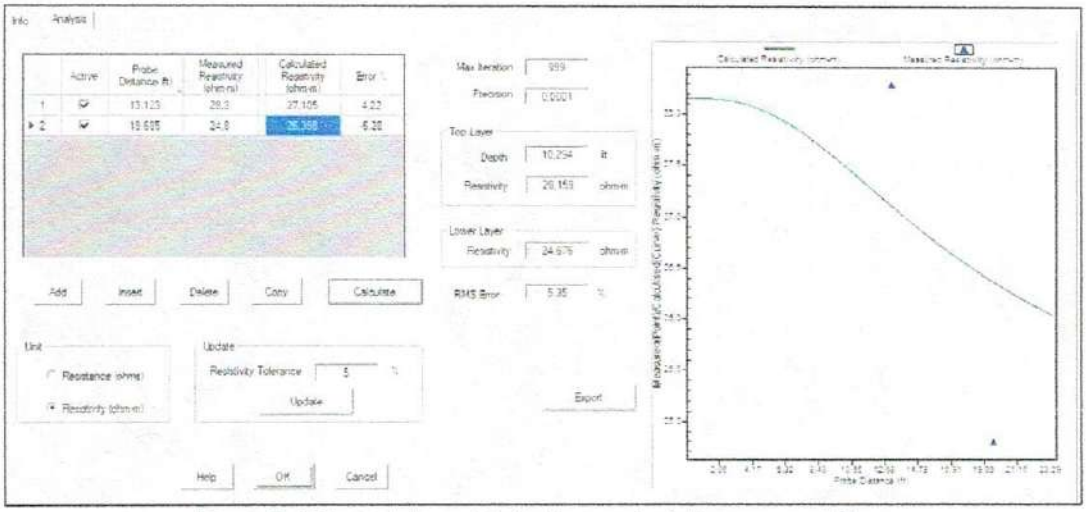


Figura 2. Cálculo de la resistividad aparente del terreno en el Etap.

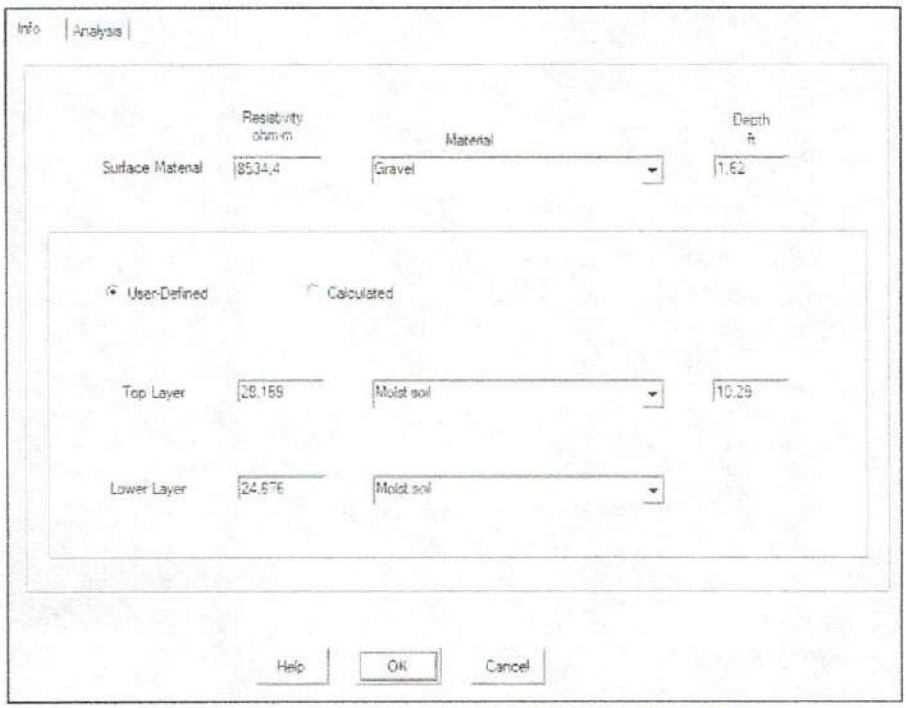


Figura 3. Valores usados de resistividad para la simulación.

En las siguientes figuras, se presentan los parámetros utilizados en el modelado de la malla de puesta a tierra para la subestación tipo poste, implementados en el software ETAP. La configuración empleada consta de una malla cuadrada de 13,12 ft x 13,12 ft (4 m x 4 m), con dos conductores principales dispuestos en ambas direcciones (X e Y), a una profundidad de 1,65 ft (0,5 m), y utilizando conductor de cobre recocido suave de calibre N°2 AWG. Complementariamente, se dispusieron cuatro electrodos verticales (varillas de puesta a tierra) distribuidos dentro del área de la malla, con una longitud de 8 ft (2,44 m) y un diámetro de 5/8", igualmente de cobre.

Esta configuración permite garantizar una adecuada disipación de corriente en el terreno y fue evaluada con base en los valores de resistividad obtenidos en campo, asegurando el cumplimiento del valor de resistencia exigido por el RETIE.

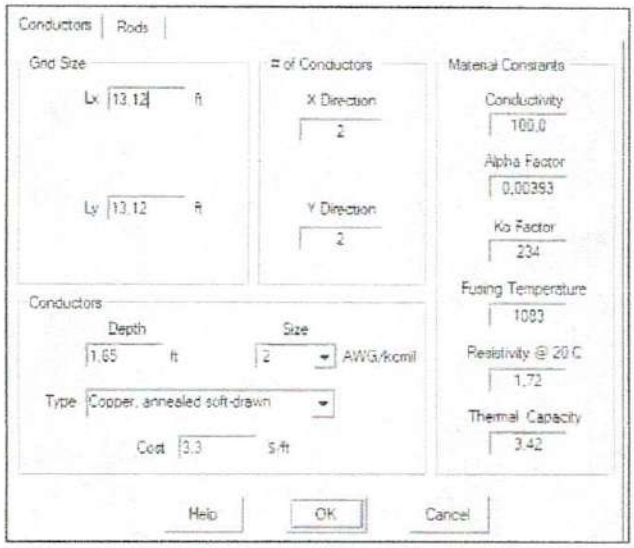


Figura 4. Conductor de puesta a tierra.

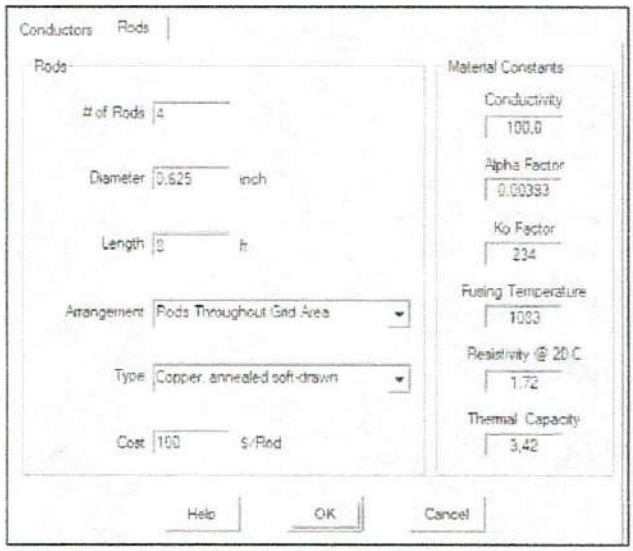


Figura 5. Varilla electrodo.

A continuación, se presentan las figuras correspondientes al análisis del sistema de puesta a tierra diseñado para la subestación tipo poste. La primera imagen muestra el resumen de resultados, donde se evidencian los valores calculados de tensión de paso y tensión de contacto, así como la resistencia del sistema de puesta a tierra (Rg) y el voltaje de referencia de tierra (GPR). La segunda imagen corresponde a la representación tridimensional de la malla de puesta a tierra, donde se aprecia la disposición geométrica de los conductores enterrados y su profundidad, información fundamental para validar el diseño físico del sistema.

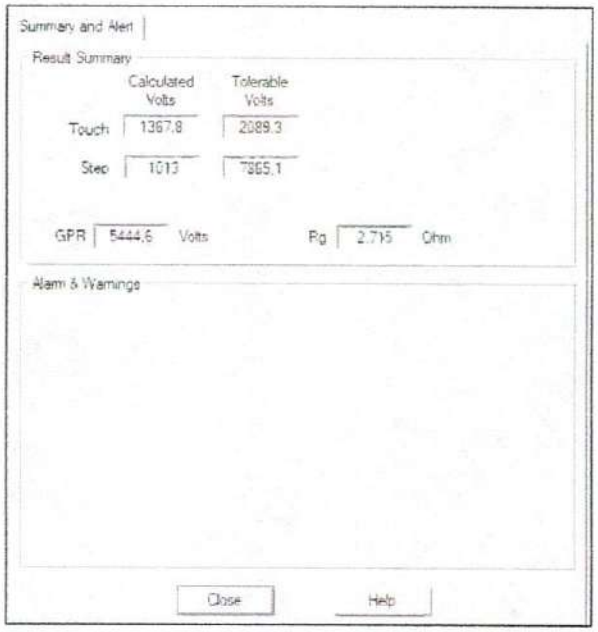


Figura 6. Resumen de resultados obtenidos con el Etap.

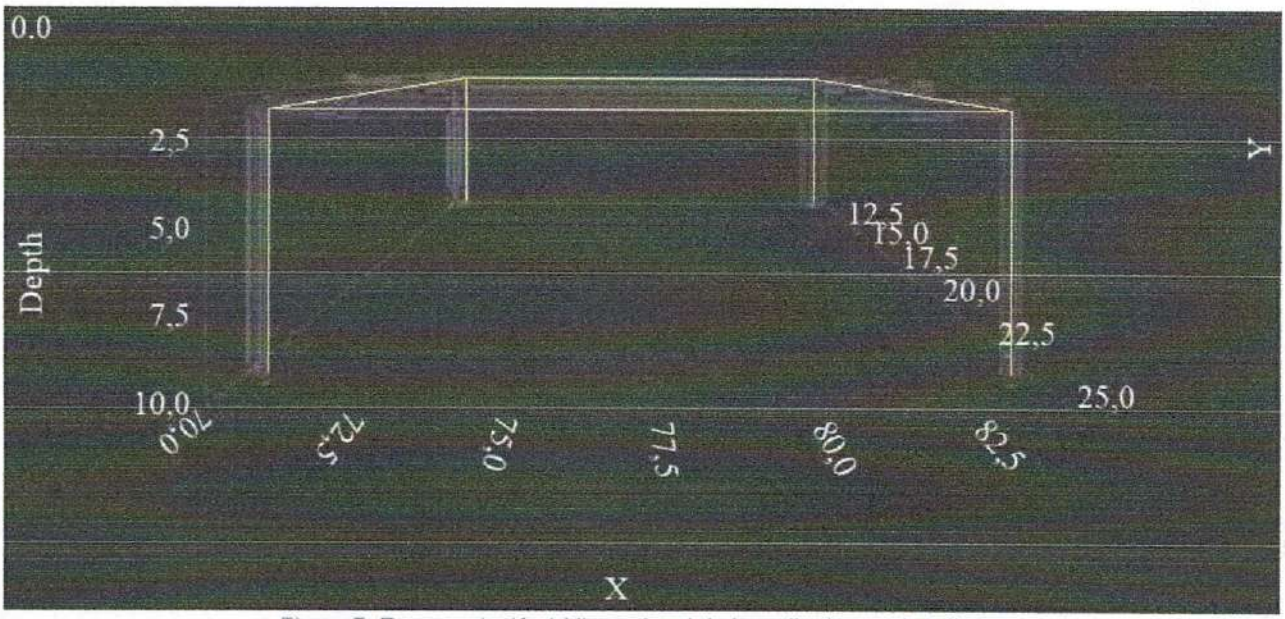


Figura 7. Representación tridimensional de la malla de puesta a tierra.

La siguiente tabla presenta los valores máximos permitidos de resistencia de puesta a tierra según la aplicación específica, conforme a lo establecido en el RETIE, Tabla 3.12.3.a, y las normas técnicas internacionales ANSI/IEEE 80, NTC 2050 y NTC 4552-1. Para el caso del presente proyecto, que contempla una subestación tipo poste de media a baja tensión, el valor límite de resistencia de puesta a tierra es de 10 ohmios. Como se evidenció en el diseño y la simulación realizada, el sistema obtuvo una resistencia de 2,715 ohmios, lo cual se encuentra dentro del rango permitido, garantizando el cumplimiento normativo y la seguridad operacional de la instalación.

Tabla 14. Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A
Estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Fuente: Tabla 3.12.3.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

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

No se realizaron acometidas en baja tensión de aluminio, por la longitud de los tramos de alimentación, por lo que se optó completamente por redes en cobre proyectando una regulación de tensión más acorde.

4.11 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

Dimensionamiento de alimentadores de acuerdo con la secc. 220-10

Los circuitos alimentadores han sido dimensionados de acuerdo con la sección 220- 10 de la NTC 2050, dimensionando los conductores con factores de ajuste por temperatura a más de 30°C y factores de agrupamiento cuando aplique, con capacidad el 125% de la carga.

Verificación contra corrientes de cortocircuito

El cálculo se presenta en la coordinación de protecciones y en el informe de dicho calculo

Nota: Para más detalles revisar los cuadros de cargas.

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

No aplica, ya que el proyecto corresponde al diseño de instalaciones eléctricas internas, por lo tanto, no contempla estructuras ni elementos de soporte asociados a redes de transmisión, distribución, subestaciones o centrales de generación.

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

Ver el anexo 5.3 del presente documento.

4.14 Cálculos de canalizaciones (tubos, ductos, canales y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, conduletas, armarios, etc.)

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

Nº	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductores de fases
2	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductores de neutro
3	12	THW 600 V	1	3,84	11,58	11,58	conductor de puesta a tierra
4	2/0	THW 600 V	0				
5	2/0	THW 600 V	0				

Área total requerida por los conductores 34,74 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Reforz. Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 1/2 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 13,40 mm

Área Total 141,03 mm^2

Diámetro mínimo recomendado 1/2 "

Máxima ocupación permitida 40,00% Ocupación 24,64%

Figura 8. Ocupación de ductos circuitos en calibre 12 AWG.

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductores de fases
2	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductores de fases
3	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductores de fases
4	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductores de neutro
5	8	THW 600 V	1	5,99	28,18	28,18	conductor de puesta a tierra

Área total requerida por los conductores 140,90 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rígido, Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 1 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 23,80 mm

Área Total 444,88 mm^2

Diámetro mínimo recomendado 1 "

Máxima ocupación permitida 40,00% Ocupación 31,67%

Figura 9. Ocupación de ductos circuitos en calibre 8 AWG.

PROGRAMA CÁLCULO DE OCUPACION EN TUBERIAS

BASADO EN EL CÓDIGO ELÉCTRICO NACIONAL

Ocupación de conductores en tuberías

DATOS REQUERIDOS DE LOS CONDUCTORES

N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diámetro mm	Área por cable mm^2	Total Grupo mm^2	Observaciones
1	2/0	THW 600 V	1	14,66	168,79	168,79	conductores de fases
2	2/0	THW 600 V	1	14,66	168,79	168,79	conductores de fases
3	2/0	THW 600 V	1	14,66	168,79	168,79	conductores de fases
4	2/0	THW 600 V	1	14,66	168,79	168,79	conductores de neutro
5	2/0	THW 600 V	1	14,66	168,79	168,79	conductor de puesta a tierra

Área total requerida por los conductores 843,97 mm^2

DATOS REQUERIDOS DE LAS TUBERIAS

Tipo de Tubería o Canalización: Tubo de PVC Rígido Sch. 80 sección 352

Diámetro de la Tubería: 3 Pulgadas

Diámetro interno según tabla 4 del CEN 72,70 mm

Área Total 4.151,07 mm^2

Diámetro mínimo recomendado 2 1/2 "

Máxima ocupación permitida 40,00% Ocupación 20,33%

Figura 10. Ocupación de ductos circuitos en calibre 2/0 AWG.

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

4.16 Cálculos de regulación de tensión

Para el cálculo de las caídas de tensión porcentuales de las redes de baja y media tensión, se hará uso de la metodología DE TRAMO A TRAMO, sin pasar los criterios descritos en la tabla 1.9 de la norma técnica de ENELAR E.S.P.

Tabla 15. Parámetros de cálculo de regulación ENELAR ESP.

COMPONEN TE DEL SISTEMA	LÍMITES DE REGULACIÓN		REGULACIÓN MÁXIM	
	DESDE	HASTA	RURAL	URBANO
			%	%
Red Media Tensión Trifásico	Barras de subestación urbana	Último punto trifásico	3.0	3.0

COMPONEN TE DEL SISTEMA	LÍMITES DE REGULACIÓN		REGULACIÓN MÁXIMA	
	DESDE	HASTA	RURAL	URBANO
			%	%
Transformadores de Distribución	Bujes Primarios	Bujes Secundarios	---	---
Red Baja Tensión Subterránea	Conexión de Bajantes Secundarios (trifásico)	Poste Terminal Secundario (trifásico)	7	5
Red Baja Tensión Aérea	Conexión de Bajantes Secundarios (monofásico)	Poste Terminal Secundario (monofásico)	6	4
Todos Aéreo/ Subterráneo	Red secundaria	Medidor	1	1
Todos Aéreo/ Subterráneo	Contador	Tablero de distribución	1	1
Trifásico Subterráneo Urbano	Transformador	Tablero de Medidores (medidores edificios)	---	4
Trifásico Subterráneo Urbano	Medidor	Tableros automáticos	---	2

Teniendo en cuenta esta tabla se procede a hacer el cálculo de regulación para verificar que se cumpla con los criterios de la norma técnica de ENERLAR E.S.P. este se hace en base a las siguientes ecuaciones:

$$\Delta V_{fase-neutro} = Z_{ef} * L * I_n$$

Donde:

Z_{ef} = Impedancia eficaz [ohm/m]

L = longitud de la Acometida [m]

I_n = corriente Nominal [A]

$$Z_{ef} = Rcos(\theta) + X_L sen(\theta)$$

Donde:

R = Resistencia a Corriente C.A [ohm] (Valores tomados de la tabla 9 de la NTC 2050)

X_L = Reactancia Inductiva [ohm/m] (Valores tomados de la tabla 9 de la NTC 2050)

Como se puede observar en la tabla 12 la regulación de voltaje no supera los límites establecidos por el operador de red para este tipo de proyectos.

Nota: el valor de la regulación se presenta en los cuadros de cargas.

4.17 Clasificación de áreas

Se realiza la respectiva clasificación de las áreas del hospital de acuerdo con la NFPA 99.

Tabla 16. Clasificación de áreas.

CAT	CLASIFICACION	OBSERVACIÓN	EJEMPLO
Cat-1. C. Críticos	Área para cuidados críticos	Espacio en el cual es probable que la falla de un equipo o un sistema provoque lesiones mayores o la muerte de pacientes, del personal o de los visitantes.	UCI, lab cardiaca, Salas de parto, quirófanos, unidades de cuidado posterior a la anestesia. Similares
Cat-2. C. Generales	Área para cuidados generales	Área en el cual es probable que la falla de un equipo o un sistema provoque lesiones menores en los pacientes, el personal o los visitantes.	Alcobas de pacientes internos, cuartos de diálisis, cuartos de fertilización in vitro, cuartos para procedimientos y cuartos similares
Cat-3. C. Básicos	Área para cuidados básicos	Espacio en el cual no es probable que la falla de un equipo o un sistema provoque lesiones en los pacientes, el personal o los visitantes, aunque sí puede causar malestar en los pacientes.	Cuartos de examen, o tratamiento, consultorios médicos y odontológicos.
Cat-4. A. Soporte	Área de soporte	Área en el cual no es probable que la falla un equipo o un sistema tenga un impacto físico en el cuidado del paciente.	Los ejemplos de las áreas de soporte incluyen, entre otros, cuartos de trabajo de anestesia, suministros estériles, laboratorios, morgue, salas de espera, cuartos de servicios públicos y salas de estar

4.18 Diagramas unifilares

Ver el anexo 5.4 del presente documento.

4.19 Planos eléctricos para construcción

Ver el anexo 5.4 del presente documento.

4.20 Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares

1. Todos los equipos deben ser cuidadosamente nivelados, alineados y ajustados para garantizar una operación adecuada. Si los detalles de los soportes no están especificados en los planos, estos deben adaptarse al tamaño y tipo de equipo a soportar.
2. Los bancos de ductos se consideran conducciones de cables ubicados en la parte exterior de las instalaciones, los cuales serán subterráneos y se instalarán utilizando tubería conducto PVC, marcas PAVCO o COLMENTA, conforme a la norma NTC 979.
3. El constructor debe informarse sobre las instrucciones de los fabricantes de los equipos, para garantizar el manejo e instalación adecuados.
4. La manipulación de la tubería en la obra debe seguir los catálogos de instrucciones del fabricante, utilizando las herramientas y equipos recomendados. Los planos muestran una ruta aproximada de los bancos de ductos, pero la ruta definitiva se establecerá en obra.
5. Los extremos de los ductos deben taparse inmediatamente después de la instalación de cada tramo, para evitar la entrada de elementos extraños durante la construcción.
6. Toda tubería que llegue a las cajas de inspección debe hacerlo de manera perpendicular, no se acepta el ingreso diagonal.
7. Los materiales, elementos y equipos necesarios para la construcción de los bancos de ductos deben suministrarse e instalarse de acuerdo con los planos, las normas mencionadas y las especificaciones de este documento.
8. Las tapas de los ductos deben mantenerse en su lugar hasta el tendido de los cables. La tubería debe ser inspeccionada antes de la instalación para verificar la ausencia de obstrucciones o defectos que puedan dañar los cables.
9. Después de instalar los ductos y rellenar con unos 20 cm de material, se debe compactar en capas de 15 cm hasta la superficie. Los ductos deben ser instalados lo más recto posible, y en las uniones, los tramos deben quedar traslapados.
10. La tubería debe ser suministrada en tramos de tres o seis metros, de sección circular y con un espesor uniforme, sin abolladuras. El fondo de la zanja debe ser uniforme y compactado, además, se debe colocar una capa de arena de peña de al menos 4 cm de espesor en el fondo.
11. Todos los interruptores deben llevar visible y permanentemente el logotipo o nombre del fabricante, la capacidad de corriente en amperios y la tensión nominal en voltios.
12. Los cables utilizados en instalaciones de alumbrado, tomas y acometidas a tableros deben ser de cobre rojo electrolítico de 99% de pureza, con aislamiento termoplástico para 600V tipo THHN 75°C. El contratista debe suministrar la mano de obra, materiales y equipos necesarios para la instalación de cables y accesorios.
13. Los tableros estarán equipados con interruptores automáticos monofásicos, bifásicos y trifásicos tipo enchufable, con capacidad de interrupción de cortocircuito de 10 kA. Deben contar con disparo térmico y magnético para protección en casos de sobrecarga o cortocircuito.
14. El contratista debe tomar las precauciones necesarias durante la instalación de cables y accesorios, evitando daños. El desenrollado debe hacerse lentamente y en la dirección indicada por el fabricante.

15. Se debe controlar la tensión de tendido de los cables, sin exceder los valores recomendados por el fabricante. Los cables serán halados dentro de los ductos mediante sonda metálica.
16. Los cables deben colocarse sin entrelazarse y con longitudes adicionales adecuadas en las cajas de inspección. Las curvas deben respetar radios de curvatura conforme a las normas, preferentemente superiores a 10 veces el diámetro del cable.
17. Los transformadores deben contar con un dispositivo de puesta a tierra para conectar el tanque, el gabinete, el neutro y el núcleo, conforme a las normas técnicas y operativas.
18. Los cables deben instalarse en tramos continuos, sin empalmes dentro de los ductos. Se utilizarán cajas de empalme normalizadas.
19. Las conexiones deben quedar sólidamente fijadas con tornillos bien apretados y conectores que no ejerzan fuerza sobre los puntos de conexión. Los terminales se instalarán con las herramientas apropiadas.
20. Todos los materiales deben incluir el nombre del fabricante o marca, junto con las instrucciones necesarias para su correcta instalación y uso.

4.21 Distancias de seguridad o servidumbre requeridas

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en su Título 10 sobre "Distancias de seguridad", establece los requerimientos mínimos obligatorios que deben cumplirse entre las líneas eléctricas y otros elementos físicos a lo largo de su recorrido, con el fin de prevenir contactos directos o indirectos que representen riesgo para las personas, estructuras o el entorno. Estos lineamientos son de cumplimiento obligatorio en toda construcción de redes eléctricas, especialmente en sistemas de media tensión, donde la proximidad con árboles, edificaciones, caminos y torres impone la necesidad de aplicar criterios técnicos estrictos.

Para este tipo de instalaciones aéreas de 13,2 kV, las distancias mínimas horizontales y verticales se deben determinar conforme a lo establecido en las tablas del RETIE, midiendo desde el punto energizado más cercano, y considerando que los accesorios metálicos energizados hacen parte integral de la línea. Asimismo, los conductores cubiertos o semiaislados deben tratarse como desnudos en cuanto a seguridad, salvo en lo que respecta a distancias entre fases. En caso de tensiones no contempladas explícitamente, se aplicarán los requisitos de la tensión superior inmediata.

A continuación, se presentan los subcapítulos correspondientes con las distancias mínimas de seguridad exigidas por el RETIE para los diferentes elementos y situaciones presentes en este proyecto, con el fin de garantizar una instalación segura, conforme a la normatividad vigente.

4.21.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Se deben tener en cuenta las distancias mínimas de seguridad entre los conductores energizados y las construcciones, tal como lo establece la Tabla 29 y su correspondiente Figura 3.10.1.a. Estas distancias son de obligatorio cumplimiento para evitar riesgos de contacto directo o acercamientos peligrosos entre la red eléctrica y las edificaciones.

El RETIE solo permite el paso de conductores sobre edificaciones cuando el tenedor de la red ejerce control absoluto sobre la edificación y la instalación eléctrica, es decir, sobre su administración,

operación y mantenimiento. En ningún caso está permitido el paso de redes del servicio público sobre construcciones con presencia de personas ajenas a los operadores de red o personal autorizado.

Según lo indicado en el RETIE:

Nota 1: "*En redes públicas o de uso general no se permite la construcción de edificaciones debajo de los conductores; en caso de presentarse tal situación, el operador de red solicitará a las autoridades competentes tomar las medidas pertinentes. Tampoco será permitida la construcción de redes para uso público por encima de las edificaciones, a excepción de los casos indicados en el párrafo 3 de este numeral.*"

Tabla 17. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

DISTANCIAS MINIMAS 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
	<1	1,7
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
	<1	5

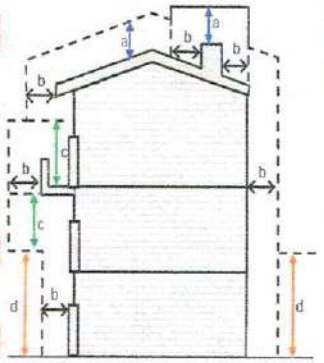


Figura 3.10.1. a. Distancias de seguridad en zonas con construcciones.

Fuente: Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.2 Distancias mínimas de seguridad en cruces y recorridos de vías

Es necesario garantizar el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad en los puntos donde los conductores cruzan o recorren vías públicas o caminos veredales. Estas distancias están reglamentadas en el Artículo 3.10.2 del RETIE y representadas en la Figura 17 del presente documento, la cual establece las alturas mínimas desde el conductor energizado hasta el nivel de piso de la vía.

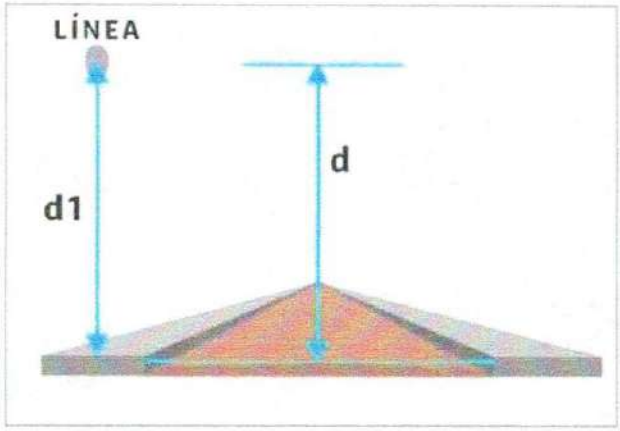


Figura 11. Distancias "d" y "d1" en cruce y recorridos de vía.

Este requisito tiene como finalidad prevenir contactos accidentales o peligrosos acercamientos, y debe ser atendido desde la fase de diseño hasta la ejecución, asegurando que la altura de los conductores cumpla lo exigido en la Tabla 13.

Tabla 18. 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
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

Fuente: Adaptada de la Tabla 3.10.2.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.3 Distancias mínimas entre conductores en la misma estructura

Es obligatorio garantizar las distancias mínimas de seguridad entre conductores instalados sobre la misma estructura. Estas distancias, tanto horizontales como verticales, están definidas en las Tablas 14 y 15 y varían según la tensión del sistema, el tipo de conductor, la configuración estructural y el movimiento posible de los aisladores.

Para este proyecto, cuya tensión nominal es de 13,2 kV, se deben respetar los valores correspondientes a este nivel de tensión, asegurando que la separación entre fases sea suficiente para evitar arcos eléctricos, sobretensiones por cercanía o contactos por oscilación del conductor. En estructuras con aisladores de suspensión o flexibles, se debe prever el máximo ángulo de balanceo para que, incluso en condiciones de viento o carga mecánica, no se vulneren las distancias mínimas establecidas.

Estas distancias son especialmente relevantes en tramos rectos, cruces y cambios de dirección, donde el diseño estructural puede reducir el espaciamiento natural entre fases. Aunque el proyecto corresponde a un solo circuito de una misma empresa, se mantiene la observancia de los valores normativos mínimos, y en caso de futuras extensiones con más de un circuito, deberán aplicarse los ajustes indicados por el RETIE.

Tabla 19. 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. Más 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: Tabla 3.10.4.a. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

Tabla 20. Distancia vertical mínima en metros entre conductores sobre la misma estructura.

			CONDUCTORES A MAYOR ALTURA CONDUCTORES DE SUMINISTRO A LA INTEMPERIE (TENSIÓN EN kV)	
			HASTA 1 kV	ENTRE 7,6 Y 66 kV
CONDUCTORES A MENOR ALTURA	Conductores y cables de comunicación, localizados en el apoyo de empresa de energía, o de empresas comunicaciones		0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
	Conductores de suministro eléctrico a la intemperie	Hasta 1 kV	0,4	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
		Entre 1 kV y 7,6 kV	No permitido	0,4 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
		Entre 11,4 kV y 34,5 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.
		Entre 44 kV y 66 kV	No permitido	0,6 más 0,01 m por kV sobre 7,6 kV.

Fuente: Tabla 3.10.4.b. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

4.21.4 Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas

Es fundamental establecer condiciones de seguridad que eviten accidentes durante la ejecución de trabajos eléctricos en zonas próximas a partes energizadas. El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) establece que, siempre que sea posible, las instalaciones deben desenergizarse antes de cualquier intervención. Sin embargo, en casos donde esto no sea viable o implique riesgos adicionales, se permite el trabajo con tensión, siempre y cuando se cuente con equipos adecuados, personal competente y se sigan procedimientos seguros conforme a la normatividad vigente, como la NFPA 70E o la IEC 60364.

Este tipo de trabajos presenta riesgos asociados al contacto directo, inducción o generación de arcos eléctricos, los cuales pueden causar quemaduras graves, proyecciones de partículas, emisión de gases tóxicos, radiación y sobrepresión. Por tanto, es obligatorio realizar un análisis de riesgo previo, considerando variables como la tensión de operación (13,2 kV), la corriente de cortocircuito y el tiempo de despeje de falla, para definir las medidas de protección adecuadas, incluyendo el uso de elementos de protección personal (EPP), señalización, delimitación de zonas restringidas y cumplimiento de las distancias mínimas de aproximación establecidas en la Tabla 16.

Estas distancias actúan como barreras físicas y preventivas ante riesgos por arco eléctrico y contacto accidental, y deben aplicarse rigurosamente durante todas las etapas del proyecto.

Tabla 21. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite 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
138 kV - 145 kV	3,4	3,0	1,2
161 kV - 169 kV	3,6	3,6	1,3
230 kV - 242 kV	4,0	4,0	1,7
345 kV - 362 kV	4,7	4,7	2,8
500 kV – 550 kV	5,8	5,8	3,6

Fuente: Tabla 3.10.5.b. De la Resolución 40117 de 02 abril de 2024 (RETIE)

Jordan Gamboa.

Jordan Arley Gamboa Tijaro
Ingeniero Electrico
R.P. No. SN205-182155

5 Documentos anexos

5.1 Análisis de riesgo por descargas atmosféricas y medidas para mitigarlas

5.2 Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra

5.3 Coordinación de protecciones

5.4 Planos eléctricos

CONSTRUCCIÓN DEL RESTAURANTE ESCOLAR DEL CENTRO EDUCATIVO INDÍGENA UWA CALAFITAS

COORDINACION DE PROTECCIONES

Contenido

1 Descripción del proyecto 4
1.1 Parámetros generales del proyecto 4
1.2 Parámetros de cálculo del cableado 4
1.3 Listado de cargas 4
2 Diseño general de la instalación 5
2.1 Listado de aparamenta 5
3 Notas de cálculo 8
3.1 Circuitos de la fuente 8
3.2 Circuitos del generador ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.3 Circuitos de la fuente de BT ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.4 Circuito SAI ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.5 Sobretensiones circuitos de pararrayos ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.6 Circuitos de la batería de condensadores ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.7 Circuitos del alimentador ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.8 Circuitos del transformador de BT ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.9 Circuitos de los acopladores ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.10 Circuitos de carga genérica 10
3.11 Circuitos de carga de la iluminación ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.12 Circuitos de carga de las tomas de corriente ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.13 Conjunto del regulador de arranque ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.14 Circuitos del juego de barras 19
3.15 Circuitos de la canalización eléctrica prefabricada ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.16 Circuitos de conexión de barras ..... ¡Error! Marcador no definido.
3.17 Circuitos de la canalización eléctrica prefabricada de la iluminación ..... ¡Error! Marcador no definido.

1 Descripción del proyecto

1.1 Parámetros generales del proyecto

Instalación simple	IEC60364
Cálculo simple	TR50480
Norma interruptores automaticos	IEC 60947-2
Frecuencia	60 Hz

1.2 Parámetros de cálculo del cableado

CSA máxima	300 mm²

1.3 Listado de cargas

1.3.1 Cargas genéricas

Nombre	Sr (kVA)	Pr (kW)	Ir (A)	Cosφ	Nbr	Polaridad	Carga no lineal	THDI a Ir (%)
TNB-NM01	1,01	0,857	1,46	0,85	1	3F+ N	No	0
TNB-NM02	3,68	3,13	5,32	0,85	1	3F+ N	No	0
TEE-RT01	2,28	2,03	3,29	0,89	1	3F+ N	No	0

Tsd	0,4 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	2400 A
Corriente Ti	0,05 s

Resultados selectividad	
Previo	Limite de selectividad
Modo Operativo Normal	
NA	Selectividad no calculada: no hay protección BT aguas arriba

3.2 Circuitos de carga genérica

3.2.1 CircuitoCarga 3

Protección	QA 3
Ib	1,46 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	50 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	50 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	50 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	500 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad	
Previo	Limite de selectividad

Modo Operativo Normal	
QA 0 NSX160B Micrologic 5.2 E 160 A / 4P4d	2400 A

Cable	WD 3
Parámetros	
Longitud	5 m
Longitud máxima	925 m
Modo de colocación	31
según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR
Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	1 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre
Iz	54 A
Iz'	54 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre
Iz	54 A
Iz'	54 A
PE seleccionado	
Sección	1x6 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito

	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ieinque	Ie12min	Ie1max
Modo de explotación Normal								
(kA)	3,11	2,69	2,68	2,23	2,14	2,20	NA	2,54
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	3,11	2,69	2,68	2,23	2,14	2,20	NA	2,54

Carga	TNB-NM01
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	1,01 kVA
P	0,857 kW
I	1,46 A
cosφ	0,85
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No
THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	1,456	1,456	1,456	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	1,456	1,456	1,456	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L1L2} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L2L3} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L3L1} (%)	0,246	0,012
ΔU_{L1N} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L2N} (%)	0,213	0,011
ΔU_{L3N} (%)	0,213	0,011

Resumen para todos los modos de explotación	
ΔU_{3L} (%)	0,213
ΔU_{L1L2} (%)	0,246
ΔU_{L2L3} (%)	0,246
ΔU_{L3L1} (%)	0,246
ΔU_{L1N} (%)	0,213
ΔU_{L2N} (%)	0,213
ΔU_{L3N} (%)	0,213

3.2.2 CircuitoCarga 4

Protección	QA 4
Ib	5,32 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	30 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	30 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	30 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	300 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad Previo	Limite de selectividad
Modo Operativo Normal	
QA 0 NSX160B Micrologic 5.2 E 160 A / 4P4d	2400 A

Cable	WD 4
Parámetros	
Longitud	14 m
Longitud máxima	106 m
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR

Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	5 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
PE seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito

	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik3min	Ik2min	Ik1min	Ik2mid	Ik1max
Modo de explotación Normal								
(kA)	1,66	1,44	1,00	1,05	0,70	0,71	NA	0,82
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	1,66	1,44	1,00	1,05	0,70	0,71	NA	0,82

Carga	TNB-NM02
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	3,68 kVA
P	3,13 kW
I	5,32 A
cosφ	0,85
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No

THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	5,317	5,317	5,317	0

Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	5,317	5,317	5,317	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L1L2} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L2L3} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L3L1} (%)	0,536	0,303
ΔU_{L1N} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L2N} (%)	0,465	0,262
ΔU_{L3N} (%)	0,465	0,262

Resumen para todos los modos de explotación	
ΔU_{3L} (%)	0,465
ΔU_{L1L2} (%)	0,536
ΔU_{L2L3} (%)	0,536
ΔU_{L3L1} (%)	0,536
ΔU_{L1N} (%)	0,465
ΔU_{L2N} (%)	0,465
ΔU_{L3N} (%)	0,465

3.2.3 CircuitoCarga 6

Protección	QA 6
Ib	3,29 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	EasyPact EZC
Designación	EZC100B
Circuito nominal del interruptor	30 A
Poder de corte	7,5 kA
TNS Un polo poder de corte	NaN kA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	3P3d
Designación de la unidad de viaje	TM Fixed
Trip calificación unidad	30 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	30 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	300 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF
Corriente Ti	NA

Resultados selectividad	
Previo	Límite de selectividad
Modo Operativo Normal	
QA 0 NSX160B Micrologic 5.2 E 160 A / 4P4d	2400 A

Cable	WD 6
Parámetros	
Longitud	5 m
Longitud máxima	165 m
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 E Cables multiconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Multiconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	NA
Aislante	PR

Temperatura ambiente	30 °C
THDI de rango 3 en el neutro	NA %
Ib	3 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-20
Usuario factor de corrección	1
Factor global	1

Fase seleccionada	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre
Iz	32 A
Iz'	32 A
PE seleccionado	
Sección	1x2,5 mm²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito								
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ic1min	Ic2min	Ic1max
Modo de explotación Normal								
(kA)	2,63	2,28	1,96	1,81	1,47	1,50	NA	1,74
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	2,63	2,28	1,96	1,81	1,47	1,50	NA	1,74

Carga	TEE-RT01
Tensión de red.	220 V
Tensión del componente.	220 V
S	2,28 kVA
P	2,03 kW
I	3,29 A
cosφ	0,89
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No

THDI3	NA
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	3,291	3,291	3,291	0

Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	3,291	3,291	3,291	NA

Caídas de tensión	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L1L2} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L2L3} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L3L1} (%)	0,304	0,070
ΔU_{L1N} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L2N} (%)	0,263	0,061
ΔU_{L3N} (%)	0,263	0,061

Resumen para todos los modos de explotación	
ΔU_{3L} (%)	0,263
ΔU_{L1L2} (%)	0,304
ΔU_{L2L3} (%)	0,304
ΔU_{L3L1} (%)	0,304
ΔU_{L1N} (%)	0,263
ΔU_{L2N} (%)	0,263
ΔU_{L3N} (%)	0,263

3.3 Circuitos del juego de barras

3.3.1 CircuitoWC 1

Juego de barras	WC 1
Parámetros	
Nombre del cuadro	BARRA TABLERO PRINCIPAL
Gama del cuadro	Cualquiera
Calibre	NA
IP	Sin definir
Salidas	

Circuito	Protección	Tipo de protección
Carga 3	QA 3	EZC100B
Carga 4	QA 4	EZC100B
Carga 6	QA 6	EZC100B

Corrientes de cortocircuito

	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ir1min	Ir1/2min	Ir1max
Modo de explotación Normal								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,59	2,90	2,99	NA	3,46
Resumen para todos los modos de explotación								
(kA)	3,49	3,03	3,40	2,59	2,90	2,99	NA	3,46

Electrical Transient Analyzer Program

Short-Circuit Analysis

ANSI Standard

3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

1/2 Cycle Network

	Swing	V-Control	Load	Total
Number of Buses:	1	0	4	5

	XFMR2	XFMR3	Reactor	Line/Cable/ Busway	Impedance	Tie PD	Total
Number of Branches:	1	0	0	3	0	0	4

	Synchronous Generator	Power Grid	Synchronous Motor	Induction Machines	Lumped Load	Total
Number of Machines:	0	1	0	0	0	1

System Frequency:	60.00
Unit System:	English
Project Filename:	Calculodecortocircuito
Output Filename:	C:\ETAP 2101\Calculodecortocircuito\Analisis de cortocircuito.SA2S

Adjustments

Tolerance	Apply Adjustments	Individual /Global	Percent
Transformer Impedance:	Yes	Individual	
Reactor Impedance:	Yes	Individual	
Overload Heater Resistance:	No		
Transmission Line Length:	No		
Cable / Busway Length:	No		

Temperature Correction	Apply Adjustments	Individual /Global	Degree C
Transmission Line Resistance:	Yes	Individual	
Cable / Busway Resistance:	Yes	Individual	

Bus Input Data

Bus					Initial Voltage	
ID	Type	Nom. kV	Base kV	Sub-sys	%Mag.	Ang.
BARRA DE MT	SWNG	13.200	13.200	1	100.00	0.00
TEE-RT01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TGBT01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TNB-NM01	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00
TNB-NM02	Load	0.220	0.220	1	100.00	-30.00

5 Buses Total

All voltages reported by ETAP are in % of bus Nominal kV.
Base kV values of buses are calculated and used internally by ETAP.

Line/Cable/Busway Input Data

ohms or siemens per 1000 ft per Conductor (Cable) or per Phase (Line/Busway)

Line/Cable/Busway			Length									
ID	Library	Size	Adj. (ft)	% Tol.	#/Phase	T (°C)	R1	X1	Y1	R0	X0	Y0
Cable3	0,6MCUN1	12	98.4	0.0	1	75	2.0000000	0.0680000		6.3000000	0.1672800	
Cable8	0,6MCUN1	12	98.4	0.0	1	75	2.0000000	0.0680000		6.3000000	0.1672800	
Cable9	0,6MCUN1	12	98.4	0.0	1	75	2.0000000	0.0680000		6.3000000	0.1672800	

Line / Cable / Busway resistances are listed at the specified temperatures.

2-Winding Transformer Input Data

Transformer	Rating					Z Variation			% Tap Setting		Adjusted	Phase Shift	
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	% Z	X/R	+ 5%	- 5%	% Tol.	Prim.	Sec.	% Z	Type	Angle
T1	0.030	13.200	0.220	5.75	2.47	0	0	0	0	0	5.75	Dyn	30.00

2-Winding Transformer Grounding Input Data

Transformer	Rating			Grounding								
				Conn.	Primary				Secondary			
ID	MVA	Prim. kV	Sec. kV	Type	Type	kV	Amp	ohm	Type	kV	Amp	ohm
T1	0.030	13.200	0.220	D/Y					Solid			

Branch Connections

CKT/Branch		Connected Bus ID		% Impedance, Pos. Seq., 100 MVAb			
ID	Type	From Bus	To Bus	R	X	Z	Y
T1	2W XFMR	BARRA DE MT	TGBT01	7192.67	17765.88	19166.67	
Cable3	Cable	TGBT01	TEE-RT01	40671.57	1382.83	40695.07	
Cable8	Cable	TGBT01	TNB-NM01	40671.57	1382.83	40695.07	
Cable9	Cable	TGBT01	TNB-NM02	40671.57	1382.83	40695.07	

Power Grid Input Data

Power Grid	Connected Bus	Rating		% Positive Seq. Impedance 100 MVA Base			Grounding	% Zero Seq. Impedance 100 MVA Base		
ID	ID	MVASC	kV	X/R	R	X	Type	X/R	R0	X0
POWER GRID	BARRA DE MT	14.632	13.200	15.00	45.46019	681.90300	Wye - Solid	15.00	127.288500	1909.32800

Total Power Grids (= 1) 14.632 MVA

SHORT- CIRCUIT REPORT

Fault at bus: **BARRA DE MT**

Prefault voltage = 13.200 kV = 100.00 % of nominal bus kV (13.200 kV)
= 100.00 % of base kV (13.200 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
BARRA DE MT	Total	0.00	0.640	0.00	123.11	123.11	0.400	0.400	4.55E+001	6.82E+002	1.27E+002	1.91E+003
TGBT01	BARRA DE MT	0.00	0.000	71.08	71.08	100.00	0.000	0.000				
POWER GRID	BARRA DE MT	100.00	0.640	100.00	100.00	100.00	0.400	0.400	4.55E+001	6.82E+002	1.27E+002	1.91E+003

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TEE-RT01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TEE-RT01	Total	0.00	0.506	0.00	115.63	128.09	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004
TGBT01	TEE-RT01	78.48	0.506	87.68	99.72	100.19	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TGBT01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TGBT01	Total	0.00	1.324	0.00	99.14	99.76	1.339	1.339	7.24E+003	1.84E+004	7.19E+003	1.78E+004
TEE-RT01	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TNB-NM01	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
TNB-NM02	TGBT01	0.00	0.000	0.00	99.14	99.76	0.000	0.000				
BARRA DE MT	TGBT01	96.72	1.324	98.03	100.00	98.66	1.339	1.339 *	7.24E+003	1.84E+004	7.19E+003	1.78E+004

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Fault at bus: **TNB-NM01**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TNB-NM01	Total	0.00	0.506	0.00	115.63	128.09	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004
TGBT01	TNB-NM01	78.48	0.506	87.68	99.72	100.19	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers
* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta-Y transformer

Fault at bus: **TNB-NM02**

Prefault voltage = 0.220 kV = 100.00 % of nominal bus kV (0.220 kV)
= 100.00 % of base kV (0.220 kV)

Contribution		3-Phase Fault		Line-To-Ground Fault					Positive & Zero Sequence Impedances Looking into "From Bus"			
From Bus ID	To Bus ID	% V From Bus	kA Symm. rms	% Voltage at From Bus Va	Vb	Vc	kA Symm. rms Ia	3I0	% Impedance on 100 MVA base R1	X1	R0	X0
TNB-NM02	Total	0.00	0.506	0.00	115.63	128.09	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004
TGBT01	TNB-NM02	78.48	0.506	87.68	99.72	100.19	0.329	0.329	4.79E+004	1.98E+004	1.35E+005	2.12E+004

# Indicates fault current contribution is from three-winding transformers

* Indicates a zero sequence fault current contribution (3I0) from a grounded Delta- Y transformer

Short-Circuit Summary Report

1/2 Cycle - 3-Phase, LG, LL, & LLG Fault Currents

Prefault Voltage = 100 % of the Bus Nominal Voltage

Bus		3-Phase Fault			Line-to-Ground Fault			Line-to-Line Fault			*Line-to-Line-to-Ground		
ID	kV	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.	Real	Imag.	Mag.
BARRA DE MT	13.200	0.043	-0.639	0.640	0.027	-0.399	0.400	0.553	0.037	0.554	-0.563	0.108	0.573
TEE-RT01	0.220	0.468	-0.194	0.506	0.319	-0.084	0.329	0.168	0.405	0.438	-0.287	-0.382	0.477
TGBT01	0.220	0.484	-1.233	1.324	0.493	-1.245	1.339	1.068	0.419	1.147	-1.319	0.210	1.336
TNB-NM01	0.220	0.468	-0.194	0.506	0.319	-0.084	0.329	0.168	0.405	0.438	-0.287	-0.382	0.477
TNB-NM02	0.220	0.468	-0.194	0.506	0.319	-0.084	0.329	0.168	0.405	0.438	-0.287	-0.382	0.477

All fault currents are symmetrical (1/2 Cycle network) values in rms kA.
* LLG fault current is the larger of the two faulted line currents.

Sequence Impedance Summary Report

Bus		Positive Seq. Imp. (ohm)			Negative Seq. Imp. (ohm)			Zero Seq. Imp. (ohm)			Fault Zf (ohm)		
ID	kV	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance	Resistance	Reactance	Impedance
BARRA DE MT	13.200	0.79210	11.88148	11.90785	0.79210	11.88148	11.90785	2.21788	33.26812	33.34197	0.00000	0.00000	0.00000
TEE-RT01	0.220	0.23188	0.09598	0.25096	0.23188	0.09598	0.25096	0.65489	0.10245	0.66286	0.00000	0.00000	0.00000
TGBT01	0.220	0.03503	0.08929	0.09591	0.03503	0.08929	0.09591	0.03481	0.08599	0.09277	0.00000	0.00000	0.00000
TNB-NM01	0.220	0.23188	0.09598	0.25096	0.23188	0.09598	0.25096	0.65489	0.10245	0.66286	0.00000	0.00000	0.00000
TNB-NM02	0.220	0.23188	0.09598	0.25096	0.23188	0.09598	0.25096	0.65489	0.10245	0.66286	0.00000	0.00000	0.00000

PROYECTO	
CONSTRUCCIÓN DEL RESTAURANTE ESCOLAR DEL CENTRO EDUCATIVO INDÍGENA UWA CALAFITAS	
Cliente	Consultant
Arauca	
TITULO	
EVALUACIÓN DEL RIESGO SEGÚN IEC 62305-2 / NF C 17-102 Y UNE 21186 MEDIDAS DE PROTECCIÓN Y PREVENCIÓN CONTRA EL RAYO	

Ciudad: Arauca	País: Colombia	Fecha: 16-Jun-2026
Realizado por:	Cod. Obra: ------	Versión: 0.1

Este documento es propiedad de Dena Desarrollos SL. Está estrictamente prohibido modificar este documento, en su totalidad o en parte.

0. Índice

0. Índice	**2**
1. Memoria descriptiva	**3**
1.1. Responsabilidad	3
1.2. Datos del emplazamiento	3
1.4. Normativa de referencia	3
1.4. Introducción	5
1.4.1. Protección externa contra el rayo	6
1.4.2. Protección interna	6
1.4.3. Protección preventiva	6
2. Evaluación del índice de riesgo y cálculo del nivel de eficiencia	**8**
2.1. Parámetros de cálculo	8
2.2. Áreas de captura y frecuencia de eventos peligrosos al año	10
2.3. Cálculo de riesgo	11
2.3.1. Tabla resumen de riesgos	12
2.4. Medidas de protección implementadas	13
2.5. Determinación de las medidas de protección	14
2.5.1. Protección Externa contra el Rayo	14
2.5.2. Protección Interna contra Sobretensiones	14
2.5.3. Protección contra Incendios.	14
2.5.4. Medidas complementarias.	14
3. Diseño de la instalación	**15**
3.1. Sistema de protección externa contra el rayo	15
3.1.1. Sistema de captación	15
3.1.2. Red conductora	16
3.1.3. Sistema de control de rayos	17
3.1.4. Sistema de puesta a tierra	17
3.2. Sistema de protección interna contra el rayo	19
3.3. Sistema de protección preventiva	20
4. Descripción de materiales	**21**

1. Memoria descriptiva

1.1. INGESCO Calculus

El software INGESCO Calculus es una herramienta que tiene por finalidad calcular el índice de riesgo de daños producidos por el rayo y sus efectos, para determinar el nivel de protección necesario y las medidas de protección a implementar para disminuir el riesgo a niveles de acuerdo con la normativa.

El contenido del informe del proyecto ha sido generado a partir de la información aportada por el usuario o proveedor de los datos.

INGESCO Lightning Solutions les ofrece su asesoramiento técnico para completar el informe resultante.

1.2. Datos del emplazamiento

El CONSTRUCCIÓN DEL RESTAURANTE ESCOLAR DEL CENTRO EDUCATIVO INDÍGENA UWA CALAFITAS se encuentra ubicado en Arauca (Colombia) con coordenadas: Latitud: 7.086671027590303 Longitud: -70.75729407110002,



Imagen 1: Ubicación del edificio o estructura

1.3. Normativa de referencia

Normas internacionales:

- **IEC 62305-1:2010**: Protection against lightning - Part 1: General principles.
- **IEC 62305-2:2010**: Protection against lightning - Part 2: Risk management.
- **IEC 62305-3:2010**: Protection against lightning - Part 3: Physical damage to structures and life hazard.
- **IEC 62305-4:2010**: Protection against lightning - Part 4: Electrical and electronic systems within structures.
- **IEC 62561-1:2017**: Requirements for connection components.
- **IEC 62561-2:2018**: Requirements for conductors and earth electrodes.
- **IEC 62561-3:2017**: Requirements for spark gaps.
- **IEC 62561-4:2017**: Requirements for conductor fasteners.
- **IEC 62561-5:2017**: Requirements for earth electrode inspection housings and earth electrode seals.
- **IEC 62561-6:2018**: Requirements for lightning strike counters.
- **IEC 62561-7:2018**: Requirements for earthing enhancing compounds.
- **IEC TS 62561-8:2018**: Requirements for components for isolated LPS.
- **IEC 62793:2020**: Protection against lightning -Thunderstorm warning systems.
- **IEC 61643-11:2011**: Low-voltage surge protective devices - Part 11: Surge protective devices connected to low-voltage power systems - Requirements and test methods
- **IEC 61643-22:2015**: Low-voltage surge protective devices - Part 22: Surge protective devices connected to telecommunications and signalling networks - Selection and application principles.
- **IEC 61643-31:2017**: Low-voltage surge protective devices - Part 31: Surge protective devices connected to the D.C. side of photovoltaic installations - Requirements and test methods.
- **IEC 61643-32:2017**: Low-voltage surge protective devices - Part 32: Surge protective devices connected to the D.C. side of photovoltaic installations - Selection and application principles.

Otras normas de aplicación:

- **NFPA 780:2020**: Standard for the installation of Lightning Protection Systems.
- **NF C 17-102:2011**: Protection des structures et de zones ouvertes contre la foudre, paratonnerres à dispositif d´amorçage.
- **NP 4426 :2013:** Proteçao contra descargas atmosféricas – sistemas com dispositivo de ionização não radioactivo.

Normas Españolas:

- **UNE 21.186:2011**: Protección de estructuras, edificaciones y zonas abiertas mediante pararrayos con dispositivo de cebado.
- **CTE DB SUA-08:2010**: Código Técnico de la Edificación (Seguridad frente al riesgo causado por la acción del rayo) con comentarios del 2018.
- **UNE-EN IEC 62793:2020:** Protección contra el rayo. Sistemas de avisos de tormentas.
- **BOE:** Prevención de Riesgos Laborales - **Real Decreto 1215/1997:** por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud para la utilización por los trabajadores de los equipos de trabajo.
- **BOE:** Prevención de Riesgos Laborales **Real Decreto 614/2001** de 8 de junio, sobre disposiciones mínimas para la protección de la salud y seguridad de los trabajadores frente al riesgo eléctrico
- **REBT-2002:** Reglamento electrotécnico de baja tensión
- **UNE-EN 62305-1:2011**: Protección contra el rayo. Parte 1: Principios generales
- **UNE-EN 62305-2:2012:** Evaluación del riesgo
- **UNE-EN 62305-3:2011:** Daño físico a estructuras y riesgo humano.
- **UNE-EN 62305-4:2011:** Sistemas eléctricos y electrónicos en estructuras
- **UNE-EN 62561-1:2018**: Requisitos para los componentes de los sistemas de protección contra el rayo (CPCR). Parte 1: Requisitos de los componentes de conexión
- **UNE-EN IEC 62561-2:2018:** Requisitos para los conductores y electrodos de puesta a tierra.
- **UNE-EN 62561-3:2017:** Requisitos para vías de chispas de aislamiento
- **UNE-EN 62561-4:2018:** Requisitos para las fijaciones del conductor
- **UNE-EN 62561-5:2018:** Requisitos para las arquetas de inspección de los electrodos de tierra y para el sellado de los electrodos de tierra
- **UNE-EN IEC 62561-6:2018:** Requisitos para los contadores de impactos de rayos (CIR)
- **UNE-EN IEC 62561-7:2018:** Requisitos para los compuestos que mejoran las puestas a tierra.

1.4.Introducción

La actividad eléctrica atmosférica y en particular los rayos nube-tierra, representan una seria amenaza para las personas, estructuras y equipos. La norma IEC 62305-2 establece el cálculo de riesgo en función de si el rayo impacta de forma directa o indirecta sobre la estructura, distinguiendo 4 posibles fuentes de daños (ver imagen 2):

- S1: descargas en la estructura
- S2: descargas cerca de la estructura
- S3: descargas en una línea conectada a la estructura
- S4: descargas cerca de una línea conectada a la estructura

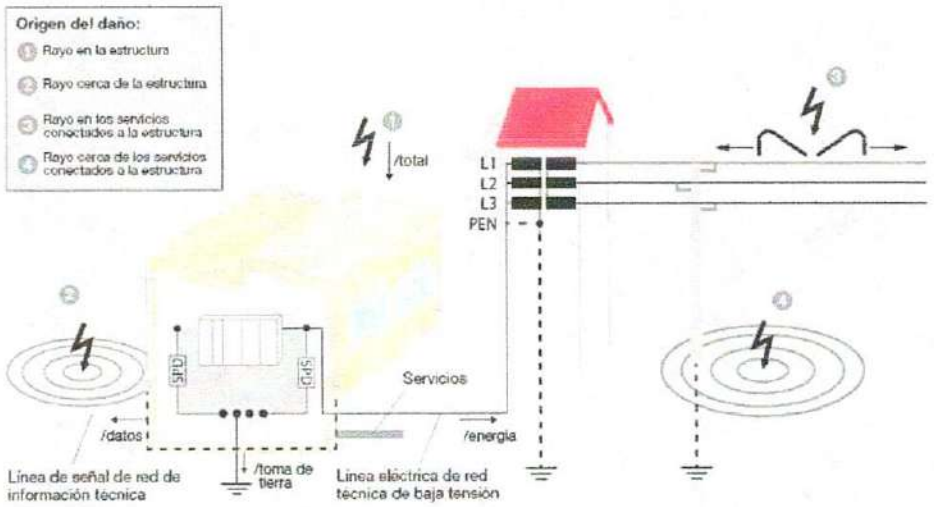


Imagen 2: Fuentes de daños

Dichas fuentes (S1, S2, S3 y S4) pueden producir 3 tipos de daños:

- D1: daños en los seres vivos
- D2: daños físicos
- D3: fallos en los sistemas eléctricos y electrónicos

En función de los tipos de daños se evalúan los siguientes tipos de pérdidas:

- L1: pérdidas de vidas humanas
- L2: pérdidas de servicio público
- L3: pérdidas de servicio cultural
- L4: pérdidas de valor económico

Las pérdidas anuales medias probables en una estructura o servicio, varían en función de:

- El número anual de descargas atmosféricas que afectan a la estructura o al servicio
- La probabilidad de daños debidos a una descarga atmosférica.
- El coste medio de las pérdidas correspondientes.

Siendo el riesgo R el valor de las pérdidas anuales medias probables.

- R_1: Riesgo de pérdida de vidas humanas
- R_2: Riesgo de pérdida de servicio público
- R_3: Riesgo de pérdida de patrimonio cultural
- R_4: Riesgo de pérdida de valor económico

Al evaluar el índice de riesgo, y con la finalidad de reducir el riesgo de daños por descarga de rayo, se pueden implementar 3 tipos de medidas de protección:

- Protección externa
- Protección interna
- Protección preventiva

1.4.1.Protección externa contra el rayo

La protección externa tiene por finalidad captar y canalizar los impactos directos de rayos, derivando la descarga de forma segura al sistema de puesta a tierra, protegiendo así edificios, estructuras o personas. Dicha protección puede estar formada por diferentes sistemas de captación.

La protección mediante PDC's (pararrayos con dispositivo de cebado), emiten un flujo de iones dirigidos hacia la nube, generando un líder ascendente cuya finalidad es captar la corriente proveniente de la descarga del rayo. Su avance en el cebado permite proteger, además de las estructuras, amplias zonas abiertas a diferencia de las puntas captadoras convencionales.

1.4.2.Protección interna

Los DPS tienen como objeto salvaguardar a los equipos eléctricos y/o electrónicos conectados a la red eléctrica o de telecomunicaciones, así como a las personas que se encuentran en el edificio, de las sobretensiones transitorias que puedan aparecer en caso de impactos de rayos.

Las sobretensiones transitorias son picos de tensión de muy corta duración y de gran amplitud que pueden producir daños graves a los equipos sensibles, cortes en las líneas y envejecimiento prematuro de los componentes.

La magnitud de la sobretensión transitoria que puede aparecer dependerá de numerosos factores, entre ellos:

- las características de la línea (apantallada o no, enterrada o aérea)
- la proximidad del impacto del rayo
- la existencia de transformador
- el valor de la corriente del impacto del rayo, etc.

La incidencia que la sobretensión tiene en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio puede variar en función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias, su instalación y su ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras para la disipación de estas corrientes.

1.4.3 Protección preventiva

Esta protección preventiva es una medida complementaria que permite reducir el riego de daños físicos. Dicha protección preventiva se consigue gracias a los sistemas de detección de tormentas eléctricas. Estos sistemas permiten realizar acciones preventivas, incluso con antelación a la caída de rayos, y avisan o actúan sobre dispositivos o personas, siguiendo el plan de emergencia establecido en caso de tormenta eléctrica.

La combinación de un diseño de protecciones externa e interna junto con un sistema preventivo de tormentas, permiten disponer de un sistema de protección global y completo.

Según la normativa internacional IEC 62793:2020, los detectores de tormentas se pueden clasificar según la tecnología íntegra de cada detector y el tipo de valor de medición que realizan. Se clasifican en:

- **Detector local (Sensor de campo eléctrico)**: Detecta la tormenta en todo su ciclo de vida, desde la fase 1 a la 4. En la normativa de 2016 era conocido como detector de clase A.
- **Sistema de localización de rayos (Detector de pulsos electromagnéticos):** Detecta Rayos Nube-Tierra y Nube-

Nube, desde la fase 2 a la fase 4. En la normativa de 2016 era conocido como detector de clase B.

Las 4 fases de una tormenta son:

- **Fase 1 (fase inicial):** Fase de electrificación de la nube. Se produce campo eléctrico medible a nivel del terreno.
- **Fase 2 (fase de crecimiento)**: se produce la primera actividad de rayos en el interior de la nube IC o entre nube y tierra CG.
- **Fase 3 (fase de maduración):** presencia tanto de rayos nube tierra CG como de rayos dentro de la nube IC
- **Fase 4 (fase de disipación):** se caracteriza por la disminución de las descargas IC y CG, así como la reducción del valor de campo electrostático a un valor correspondiente a buen tiempo.

Los sistemas preventivos actúan directamente sobre el cálculo del nivel de protección, reduciendo el riesgo y minimizando la probabilidad (P_{TA}) de que una descarga produzca daños sobre los seres vivos (Tabla B.1 del Anexo B de la norma IEC 62305-2).

2. Evaluación del índice de riesgo y cálculo del nivel de eficiencia

2.1.Parámetros de cálculo

Dimensiones de la estructura

Longitud de la estructura L (m): **15.00**

Anchura de la estructura W (m): **8.00**

Altura del plano del tejado h (m): **3.00**

Altura del mayor saliente del tejado h' (m):

Características de la estructura

Riesgo de incendio y daños físicos r_f: **Bajo**

Tipo de edificio: **Hormigón armado**

Ubicación de la persona: **Interior y Exterior**

Riesgos medioambientales: **No**

Influencias ambientales

Situación estructura C_d: **Estructura aislada**

Ciudad: **Arauca**

Nº de días de tormenta t_d: **40.00 (días tormenta/año)**

Factor ambiental C_E: **Urbano**

Tipo de suelo o superficie:

Líneas de conducción eléctrica

Factor de instalación de la línea C_i: **Aereo**

Existencia de transformador MT/BT C_t: **Energía BT**

Tipo de cableado interno K_{S3}: **Cable no apantallado - sin precauciones de cableado para evitar bucles**

Tipos de las pérdidas

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas

Riesgos especiales para la vida h_{z1}: **Sin riesgo especial**

Por incendios L_{f1}: **Industrial, comercial**

Por sobretensiones L_{o1}: **Otros**

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales

Por incendios L_{f2}: **Ninguno**

Por sobretensiones L_{o2}: **Ninguno**

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural

Por incendios L_{f3}: **Ninguno**

Tipo 4 - Pérdidas económicas

Por incendios L_{f4}: **Otros**

Por sobretensiones L_{o4}: **Otros**

Por tensión de paso/contacto L_{t4}: **Ninguno**

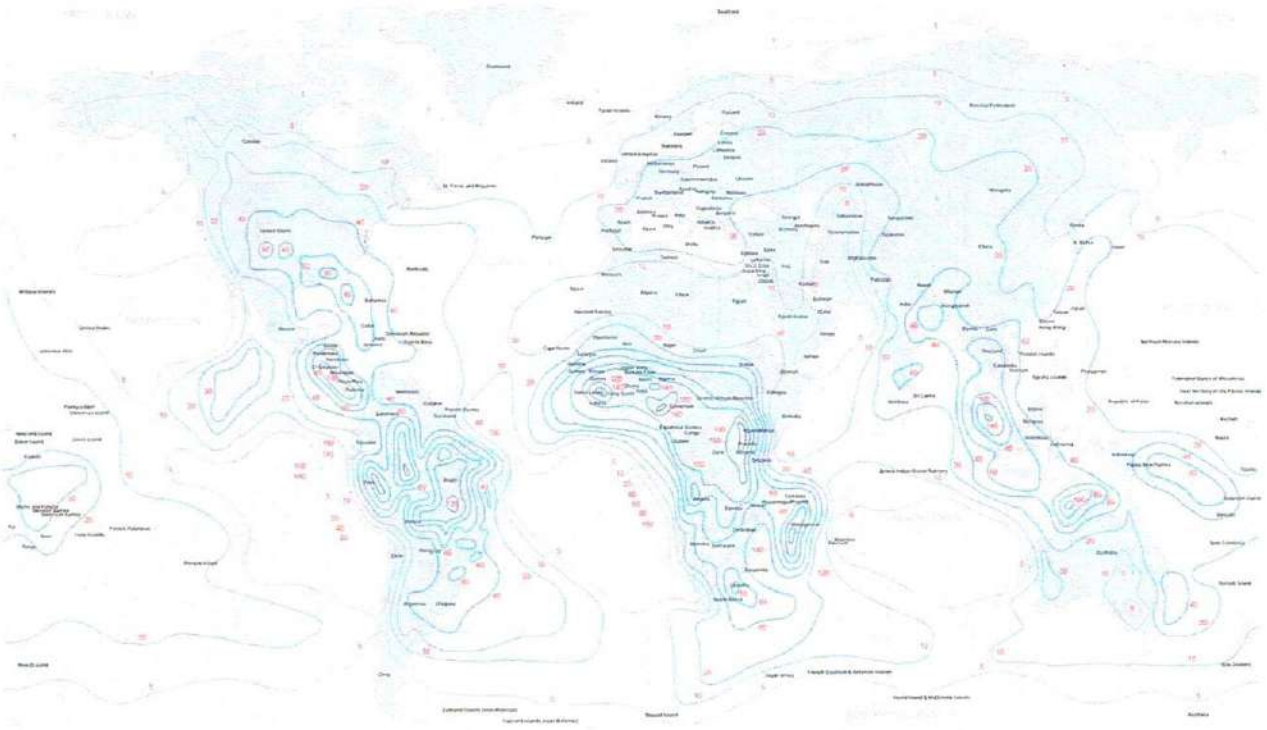


Imagen 3: Mapa Isoceraunico (Nº de días de tormenta/año)

2.2.Áreas de captura y frecuencia de eventos peligrosos al año

- Área de captura equivalente de la estructura (A_D): 788.4690049407732 m^2
- Área de captura cercana a la estructura (A_M): 808398.1633974483 m^2
- Área de captura de la línea (A_L): 40000 m^2
- Área de captura cercana a la línea (A_I): 4000000 m^2

- Número de eventos peligrosos en la estructura (N_D): 0.0031538760197630925 eventos/año
- Número de eventos peligrosos cercanos a la estructura (N_M): 3.2335926535897928 eventos/año
- Número de eventos peligrosos en la línea (N_L): 0.016 eventos/año
- Número de eventos peligrosos cercanos a la línea (N_I): 1.5999999999999999 eventos/año

2.3.Cálculo de riesgo:

Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas

$R_1 = R_{A1} + R_{B1} + R_{C1} + R_{M1} + R_{U1} + R_{V1} + R_{W1} + R_{Z1}$

R_{A1}	$N_D \times P_A \times L_A$	Riesgo de daños en seres vivos, dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000315387601976
R_{B1}	$N_D \times P_B \times L_{B1}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000063077520395
R_{C1}	$N_D \times P_C \times L_{C1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{M1}	$N_M \times P_M \times L_{M1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0
R_{U1}	$N_L \times P_U \times L_{U1}$	Riesgo de daños en seres vivos dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000016
R_{V1}	$N_L \times P_V \times L_{V1}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.00000032
R_{W1}	$N_L \times P_W \times L_{W1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{Z1}	$N_L \times P_Z \times L_{Z1}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales

$R_2 = R_{B2} + R_{C2} + R_{M2} + R_{V2} + R_{W2} + R_{Z2}$

R_{B2}	$N_D \times P_B \times L_{B2}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{C2}	$N_D \times P_C \times L_{B2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{M2}	$N_M \times P_M \times L_{M2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0
R_{V2}	$N_L \times P_V \times L_{V2}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{W2}	$N_L \times P_W \times L_{W2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{Z2}	$N_I \times P_W \times L_{Z2}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural

$R_3 = R_{B3} + R_{V3}$

R_{B3}	$N_D \times P_B \times L_{B3}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{V3}	$N_D \times P_V \times L_{V3}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0

Tipo 4 - Pérdidas económicas

$R_4 = R_{A4} + R_{B4} + R_{C4} + R_{M4} + R_{U4} + R_{V4} + R_{W4} + R_{Z4}$

R_{A4}	$N_D \times P_A \times L_{A4}$	Riesgo de daños en seres vivos, dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo sobre la estructura:	0
R_{B4}	$N_D \times P_B \times L_{B4}$	Riesgo de daños físicos por incendio, en una estructura, a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000315387601976
R_{C4}	$N_D \times Pc \times L_{B4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo sobre la estructura:	0.000000315387601976
R_{M4}	$N_M \times P_M \times L_{M4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo sobre la estructura:	0.000143715229048435
R_{U4}	$N_L \times P_U \times L_{U4}$	Riesgo de daños en seres vivos dentro y fuera de una estructura, producidos por impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0
R_{V4}	$N_L \times P_V \times L_{V4}$	Riesgo de daños físicos por incendio a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000016
R_{W4}	$N_L \times P_W \times L_{W4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos directos de rayo en las líneas de servicio:	0.0000016
R_{Z4}	$N_L \times P_Z \times L_{Z4}$	Riesgo de fallos en los sistemas internos a causa de impactos indirectos de rayo en las líneas de servicio:	0.000096

2.3.1. Tabla resumen de riesgos

	Riesgo tolerable R_t	Riesgo $R_{TOTAL} = R_D + R_I$
Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas	1.0e-05	2.298465e-6
Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales	0.001	0.000000e+0
Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural	0.0001	0.000000e+0
Tipo 4 - Pérdidas económicas	0.001	2.435460e-4

El riesgo máximo tolerable se encuentra descrito en la tabla 4 de la norma IEC 62305 – 2, en el capítulo 5.3. Cualquier valor de riesgo total calculado debe ser inferior a los valores establecidos por la norma, de lo contrario, se deberán aplicar medidas mayores o incluso complementarias, que reduzcan este valor a un nivel inferior al tolerable.

2.4. Medidas de protección implementadas

Medidas de protección

Clase de SPCR P_B: Nivel de protección No LPS

Probabilidad de que una descarga en la estructura produzca daños físicos	**P_B**
Estructura no protegida por un SPCR	1
Nivel IV de protección	0,2
Nivel III de protección	0,1
Nivel II de protección	0,05
Nivel I de protección	0,02

Protección contra incendios r_p: Sin previsiones

Protección contra sobretensiones PSPD: LPL No provisions

Medidas de protección complementarias P_A: Sin medidas de protección

Una vez se ha calculado el nivel de protección acorde a la normativa IEC 62305-2, UNE 21186 y NFC 17102, se concluye que es preciso dotar al CONSTRUCCIÓN DEL RESTAURANTE ESCOLAR DEL CENTRO EDUCATIVO INDÍGENA UWA CALAFITAS con las medidas de protección siguientes:

Edificio:	Sistema de Protección Externo contra el Rayo	Sistema de Protección Interno contra las sobretensiones	Sistema de Protección contra incendios	Medidas de protección adicionales
1	Nivel No LPS	LPL No provisions	Sin previsiones	Sin medidas de protección

2.5.Determinación de las medidas de protección

2.5.1. Protección Externa contra el Rayo

Para el estudio que nos ocupa no es necesaria la instalación de sistemas de protección externa contra el rayo. Aun así, siempre es recomendable su instalación.

2.5.2. Protección Interna contra Sobretensiones

Para el estudio que nos ocupa **no se ha previsto realizar la instalaciónde sistemas de protección interna contra sobretensiones** . Aun así, dependiendo del tipo de equipos, puede ser recomendable su instalación.

2.5.3. Protección contra Incendios.

Para el estudio que nos ocupa **no se ha previsto** realizar medidas de protección y prevención contra incendios.

2.5.4. Medidas complementarias.

No se requieren medidas de protección complementaria. A pesar de no requerirse, se recomienda la instalación de un sistema de avisos de tormenta para reducir los posibles riesgos que puedan haber en caso de caida de rayo.

3.Diseño de la instalación

3.1. Sistema de protección externa contra el rayo

La instalación de un sistema de protección contra el rayo (SPCR), constará de tres partes diferenciadas:

- **Sistema de captación:** estará formado por uno o varios terminales aéreos del tipo PDC (acorde a las normas NF C 17-102:2011 / UNE 21186:2011) que será el responsable de captar la descarga del rayo.
  Estos elementos son utilizados como sistemas de captación, cuya función es recibir y soportar el impacto del rayo.
- **Conductores de bajada:** tienen como objetivo interconectar el sistema de captación con el sistema de puestas a tierra, para que en caso de una descarga, la corriente del rayo pueda circular de forma segura y fiable, sin producir chispas ni incendios.
  Es recomendable que se conecten a la red conductora, las antenas y masas metálicas existentes en la cubierta del edificio, con la finalidad de obtener una correcta equipotencialización del sistema, tal y como recomiendan las normativas vigentes.
- **Puesta a tierra:** en esta parte del SPCR, se disipará y neutralizará la descarga de la corriente del rayo sin producir elevaciones de voltaje en el terreno que sean peligrosas. Es de suma importancia el diseño de las puestas a tierra, dado el carácter de alta frecuencia de la corriente de los rayos, la cual puede producir que estas presenten valores de alta impedancia.

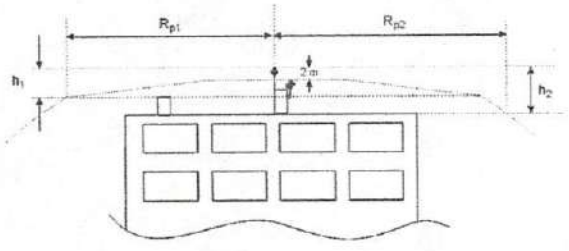
3.1.1.Sistema de captación

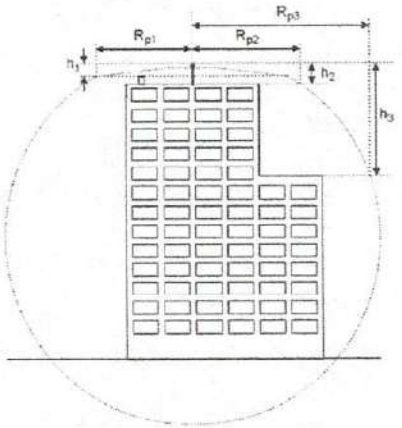
Estará formado por terminales aéreos con dispositivos de cebado (INGESCO PDC), que se ubicarán en el exterior del edificio, y en las partes que predominan con mayor altura, superando por 2 metros cualquier estructura o elemento al que den protección.

El cabezal PDC irá roscado mediante una pieza de adaptación, que servirá para el conexionado del cable y su fijación al mástil. Dicha pieza será de latón y su fijación se realizará mediante tornillos.

El mástil será de acero galvanizado y deberá ir fijado a la estructura mediante anclajes placa u obra, o bien con soportes/anclajes horizontales en el techo o suelo, dependiendo de las características de la estructura.

La zona protegida por un PDC está delimitada por una superficie de revolución que está definida por los radios de protección correspondientes a las diferentes alturas h consideradas y cuyo eje es el mismo que el del PDC (ver imagen 4)





Leyenda

h_n es la altura de la punta del PDC sobre el plano horizontal del punto a proteger más lejano

R_{pn} es el radio de protección del PDC a la altura considerada h_i

Figura 2 – Radio de protección (con la hipótesis h_i = 5 m)

Imagen 4 radio de protección de un PDC

En una vista 3D, el volumen de protección de un PDC será el que se observa en la Imagen 5

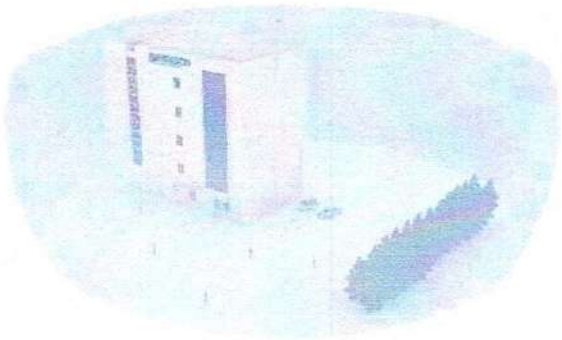


*Imagen 5 Cobertura de un pararrayos tipo PDC según **UNE 21186:2011***

Para calcular el volumen de protección de un pararrayos PDC, la normativa utiliza 2 fórmulas diferentes en función de la altura (h) en la que queramos calcular el radio de protección:

- $0\ m \leq h < 2\ m$ No hay cobertura.

a) $2\ m \leq h \leq 5\ m$ $Rp = \frac{h * Rp(5)}{5}$

b) $h \geq 5$ $Rp = \sqrt{[(2*r*h)-(h^2)] + [\Delta*(2*r+\Delta)]}$

Donde:

- h: es la altura de la estructura hasta el cabezal.
- r: es el radio de la esfera ficticia, este valor esta predeterminado por la norma variando en función del nivel de protección) (Ver tabla 1).
- Δ: Es el avance de cebado que tiene el cabezal, la norma nos define 60 µs como valor máximo

Nivel de protection	Radio de la esfera rodante
I	20 m
II	30 m
III	45 m
IV	60 m

Tabla 1 Radio de la esfera ficticia en función del nivel de protección

3.1.2. Red conductora

Para los bajantes de los pararrayos, podrán utilizarse los materiales indicados en la Norma IEC 62561-2:2018, siendo recomendado el **cable de cobre** desnudo multifilar de **50 mm2** de sección o bien la **pletina** de cobre de **30x2mm**.

El conductor de bajada se deberá fijar directamente a la estructura, variando en función de la naturaleza de la pared o techo. Para paredes de hormigón o mampostería, se usarán abrazaderas con taco. Para estructuras metálicas, se recomienda instalar abrazaderas con pata y para terrazas o cubiertas que no se puedan perforar, se utilizarán soportes de hormigón.

El número de abrazaderas será a razón de 3 unidades por metro de conductor.

El número mínimo de conductores para para instalaciones no aisladas, será de 2 bajantes de conexión a tierra según normas IEC 62305-3, NF C 17-102 y UNE 21186:2011. En el caso de que se trate de una instalación aislada (poste, chimenea, etc) se deberá instalar 1 sola bajante.

Los conductores de bajada deben estar protegidos contra eventuales choques mecánicos mediante un tubo de protección de como mínimo 2m a partir del suelo.

3.1.3. Sistema de control de rayos

Se recomienda también la instalación de sistemas de control de rayos compuestos por contadores del tipo INGESCO :

- CDR-11: indicado para instalaciones de conductores de bajada tipo redondo o cable.
- CDR UNIVERSAL: contador reseteable, sirve tanto para conductor redondo como conductor plano.
- CDR-HS: recomendable para mallas reticulares o estructuras metálicas.

Para poder establecer un control, así como realizar los mantenimientos preventivos oportunos después de cada descarga, tal y como indica la Normativa vigente es recomendable la instalación de dicho contador.

Se colocará un contador de rayos por instalación, independientemente del número de bajantes que disponga. Dicho contador se colocará en un lugar visible por encima del tubo de protección.

3.1.4. Sistema de puesta a tierra

Las puestas a tierra se establecen con el objeto principal de limitar la tensión que con respecto a tierra, pueden presentar en un momento dado las masas metálicas, y evitar diferencias de potencial peligrosas permitiendo el paso a tierra de las corrientes de falta o de descarga de origen atmosférico.

El sistema de puesta a tierra de una instalación de pararrayos es una de las partes más importantes de la instalación, por ser esta la encargada de disipar las corrientes del rayo y toda su energía.

Las recomendaciones marcadas por normativas como IEC 62305- 3, NF C 17-102:2011 o UNE 21186:2011, indican que las puestas a tierra han de tener un valor óhmico bajo (inferior a 10 Ω cuando se realiza la medición a baja frecuencia aislada de cualquier elemento conductor). Las dimensiones de la puesta a tierra dependerán de la resistividad ρ= (Ω*m) del terreno. Debe realizarse una puesta a tierra por cada conductor de bajada y existen 2 tipos:

Puesta a tierra tipo A:

- Tipo A1
- Tipo A2

TIPO A1: Está formada por una configuración de Pata de ganso (ver imagen 6)

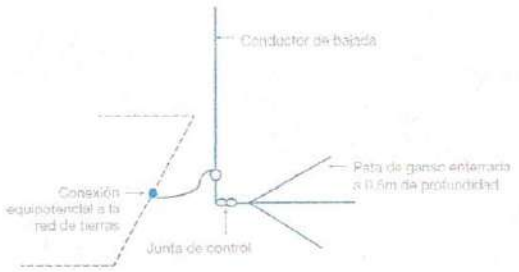


Imagen 6 Ejemplo de puesta a tierra del tipo A1: 3 conductores horizontales, a 50cm de profundidad y de una longitud de 7

a 8m.

TIPO A2: Está formada por la unión de muchas piquetas verticales en línea o triangulo y separadas una distancia al menos igual a su longitud (ver imagen 7);

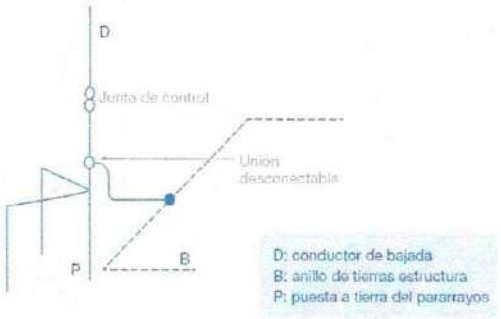


Imagen 7 Ejemplo de puesta a tierra del tipo A2.
Las piquetas estarán unidas por un conductor de las mismas características y sección que el conductor de bajada

Puesta a tierra tipo B:

Electrodo en anillo, esta disposición es un anillo conductor en contacto con el suelo en un 80% de su longitud, puede ser exterior a la estructura o electrodo de cimentación. Cada conductor de bajada, además de estar conectado al anillo, debe conectarse adicionalmente a un electrodo horizontal de un mínimo de 4m o bien a un electrodo vertical de una longitud mínima de 2m

3.2. Sistema de protección interna contra el rayo

En el caso de que el cálculo indique que sea opcional la instalación de un sistema de protección interno contra sobretensiones transitorias, siempre se recomienda la instalación de una protección tipo 1 (T1) en la acometida de la instalación

De acuerdo con el Código Técnico de la Edificación (DB SUA8), en España es de obligado cumplimiento la instalación de protectores contra sobretensiones transitorias Tipo 1 en el origen de la instalación, estableciendo los requisitos técnicos del reglamento electrotécnico de baja tensión (ITC-BT-23).

3.3. Sistema de protección preventiva

Para la disminución de los riesgos, es necesario utilizar medidas preventivas, puesto que los efectos de los rayos directos o indirectos, no solo se limitan a daños materiales y pueden afectar a los seres vivos.

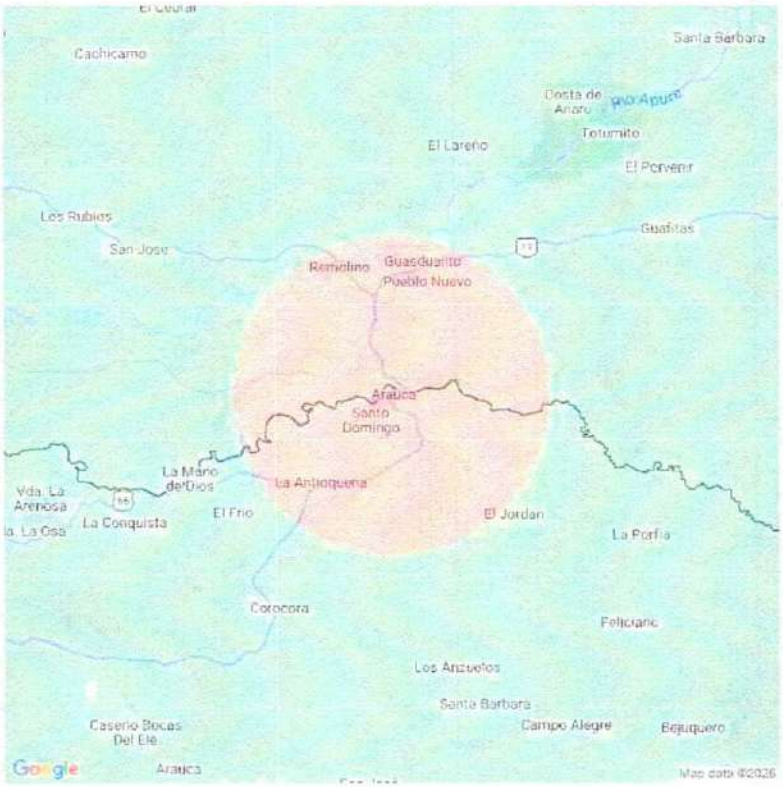
Se recomienda la instalación de un sistema local de alerta temprana de tormentas, tipo **PREVISTORM de CLASE A**, capaz de detectar todas las fases de la tormenta, así como el aumento o disminución del campo electrostático y poder avisar así del riesgo próximo de rayos antes de que estos sucedan.

El sistema para la protección preventiva contra el rayo **PREVISTORM® Thunderstorm Warning System** realiza la medición y el análisis continuo de la evolución del campo eléctrico atmosférico. Este sistema permite la monitorización de los procesos de electrificación de las nubes de tormenta, la generación de alertas tempranas y la detección de la ocurrencia de impactos de rayo en un radio de hasta 20km.

Tal y como indica la norma **IEC 62793:2020**, se recomienda combinar los sistemas de detección de tormentas con sistemas de alarmas, las cuales nos avisen de los riesgos inmediatos por caída de rayos.

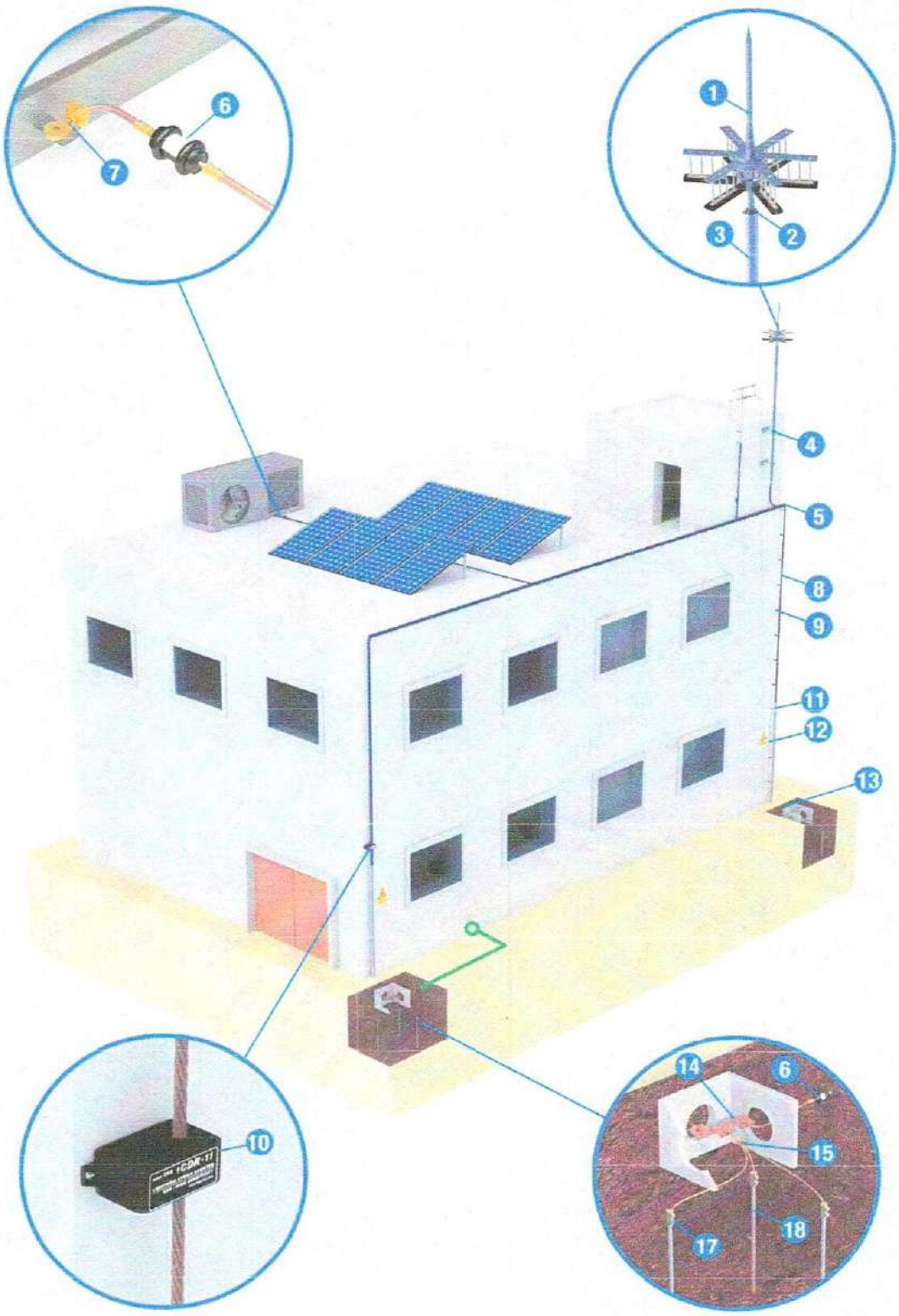
El sistema **PREVISTORM®** realiza un seguimiento del proceso de electrificación de las nubes. Las alarmas generadas por este sistema permiten conocer por adelantado sobre el incremento del riesgo de ocurrencia de descargas de rayos. Este conocimiento proporciona una ventaja de tiempo valiosa para la activación oportuna de las medidas de seguridad y protección de las personas y los bienes.

Para una mejor prevención, se recomienda la implantación de otros sistemas de monitoreo atmosférico, como son los detectores de pulsos electromagnéticos, de esta manera se podrá observar la evolución de la tormenta y evitar falsas alarmas.



Zona de detección del sistema Previstorm Thunderstorm warning system

4. Descripción de los materiales



Producto	Imagen	Ref.	Descripción	Total
1		101009	Pararrayos INGESCO PDC	1
2		111011	Pieza de adaptación 1'1/4" Ø20 redondo	1
3		114065	Mástil 5.8m Ø 1'1/2"+ Ø 1'1/4 ac.	1
4		112158	Plate mast anchor V6 15 Ø1'1/4"-2"	2
5		115005	Manguito unión "T"	1
6		116062	Protector vía de chispas para la conexión de las masas metálicas en cubierta y para conexión en la red general de tierra	1
7		115097	Terminal plano cable 35-70mm²	1
8		117072	Cable Cu 50mm²	ml
9		118109	Abrazadera abatible M8 cable 50-70mm²	3 por m

10		430019	Contador de rayos CDR-11	1
11		119109	Tubo de acero galvanizado	2
12		256003	Placa de señalización	2
13		253058	Arqueta cuadrada PP con tapa	2
14		250027	Barra equipotencial 3 bornes para arqueta	2
15		115104	Conexión tipo "C"	2
16		254041	Compuesto mineral Quibacsol 10kg	2
17		115001	Manguito lineal cable-pica	6
18		252124	Pica lisa Ac. Cu. de 2000 Ø14.2mm (254µm)	6

Tabla 1. Cuadro de cargas del Tablero TN1

Acometida:				Trifásica tetrafilar																						Tipo de red:	Trifásica		
Voltaje entre fases:				208										Regulación máxima permitida				2,98	Tipo de Instalación:						Oficial			
				180	250	444	61	40	20	2222	3333	180	180	Potencia por Fase VA															
Cto Ramal No.	FASE DE ALIMENTACION	TENSIÓN (V)	TIPO DE CIRCUITO MON - BIF - TRIF	Tomacorriente General	Tomacorriente Regulado	Luminaria 400W	Luminaria 55W	Luminaria 24W	Luminaria 18W	Aire Acondicionado	Aire Acondicionado	Carga especial 1	Carga especial 2	A	B	C	Pot. (Watts)	2,78	S (VA)	Corr. (Amps)	REGUL. (%)	Conductor (AWG)	Prot. (Amps)	Observación	FC	KG	Ms
1	A	120	Mon.	2										360,0	-	-	324,0	0,90	360,00	3,00	-	12	1*15	Salida de tomacorriente	6,00	532,18	
2	A	120	Mon.	3	.									540,0	-	-	486,0	0,90	540,00	4,50	-	12	1*15	Salida de tomacorriente	6,00	532,18	
3	B	120	Mon.						2					-	40,0	-	36,0	0,90	40,00	0,33	-	12	1*15	Salida de iluminación	6,00	532,18	
4	B	120	Mon.						1					-	20,0	-	18,0	0,90	20,00	0,17	-	12	1*15	Salida de iluminación	6,00	532,18	
5	C	120	Mon.						6					-	-	120,0	108,0	0,90	120,00	1,00	-	12	1*15	Salida de iluminación	6,00	532,18	
6	C	120	Mon.	2					2					-	-	400,0	360,0	0,90	400,00	3,33	-	12	1*15	Salida tomacorriente e iluminacion kiosco	6,00	532,18	
7	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
8	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
9	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
10	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
11	C	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
12	C	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
13	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
14	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
15	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
16	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
17	C	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
18	C	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
19	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
20	A	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
21	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
22	B	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
23	C	120	Mon.											-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Reserva.	6,00	0,00	
TOTAL				7	0	0	0	0	11	0	0	0	0	900	60	520	Desbalance entre fases		93,33%					Ver plano de instalaciones eléctricas internas.			
														1480,00													

MEMORIAL DE CESION DE DERECHOS

Yo, **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO,** identificado con CC. 1.115.738.938 con Matricula Profesional No. SN 205182155, en mi condición de INGENIERO ELECTRICO declaro por medio del presente memorial, que realicé el DISEÑO ELECTRICO, del proyecto de inversión que tiene por objeto **"MEJORAMIENTO Y ADECUACION DE LA INFRAESTRUCTURA FISICA DE LOS CENTROS EDUCATIVOS INDIGENAS U'WA CALAFITAS I, ALTO SAN MIGUEL Y SEDE TUTUKANA DEL MUNICIPIO DE SARAVENA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA".**

Manifiesto ceder plenamente los derechos de los mismos a la GOBERNANCIÓN DE ARAUCA, por término indefinido a partir de la fecha de la firma del presente memorial de cesión de derechos.

Anexo copia de mi matricula profesional, certificado de vigencia de la misma y cedula de ciudadanía.

Se expide la presente en el Municipio de Arauca a los doce (12) días del mes de junio de 2026.

Jordan Gamboa

JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO
INGENIERO ELECTRICO
Matricula Profesional No. SN 205182155

MEMORIAL DE RESPONSABILIDAD

Yo, **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO**, identificado con CC. 1.115.738.938 con Matricula Profesional No. SN 205182155, en mi condición de **INGENIERO ELECTRICO** declaro por medio del presente memorial, que realicé el DISEÑO ELECTRICO, del proyecto de inversión que tiene por objeto "**MEJORAMIENTO Y ADECUACION DE LA INFRAESTRUCTURA FISICA DE LOS CENTROS EDUCATIVOS INDIGENAS U'WA CALAFITAS I, ALTO SAN MIGUEL Y SEDE TUTUKANA DEL MUNICIPIO DE SARAVENA, DEPARTAMENTO DE ARAUCA",** de acuerdo a la normatividad aplicable vigente y mi idoneidad profesional.

puedan deducirse a causa de estos documentos y exonero a la GOBERNACIÓN DE ARAUCA ante terceros de cualquier responsabilidad, civil, penal o administrativa por cualquier falta u omisión sobre los mismos.

Anexo copia de mi matricula profesional, certificado de vigencia de la misma y cedula de ciudadanía.

Se expide la presente en el Municipio de Arauca a los doce (12) días del mes de junio de 2026.

Jordan Gamboa.

JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO
INGENIERO ELECTRICO
Matricula Profesional No. SN 205182155

REPUBLICA DE COLOMBIA
IDENTIFICACION PERSONAL
CEDULA DE CIUDADANIA

NUMERO 1.115.738.938
GAMBOA TIJARO

APELLIDOS
JORDAN ARLEY

NOMBRES
Jordan Gamboa.

FIRMA





INDICE DERECHO

FECHA DE NACIMIENTO 30-JUN-1995
SARAVENA
(ARAUCA)
LUGAR DE NACIMIENTO

1.74 ESTATURA | O+ G.S. RH | M SEXO

29-JUL-2013 SARAVENA
FECHA Y LUGAR DE EXPEDICION

REGISTRADOR NACIONAL
CARLOS ARIEL SÁNCHEZ TORRES

P-4002500-00469758-M-1115738938-20130913 0034893103A 1 34593131

Consejo Profesional
Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica
y Profesiones Afines



JORDAN ARLEY
GAMBOA TIJARO

CC. 1115738938

Fecha de Graduación: **24 de Enero del 2025**

Registro Profesional No. SN205-182155

MARCO ANTONIO GÓMEZ ALBORNOZ
Secretario Ejecutivo

Este registro se expide el
31 de Enero del 2025

El/la portador/a de esta tarjeta virtual es un/a ING. ELECTRICISTA autorizado/a por Ley, para ejercer la profesión en el territorio Nacional.

El uso de esta tarjeta virtual es personal e instransferible.

info@consejoprofesional.org.co
www.consejoprofesional.org.co

Para verificar la validez del presente documento, ingrese a la página web www.consejoprofesional.org.co y digite el siguiente código de verificación GEdWYm

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías
Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines

Referencia: .

EL CONSEJO PROFESIONAL NACIONAL DE INGENIERíAS ELÉCTRICA, MECÁNICA Y PROFESIONES AFINES, EN VIRTUD DE LO ESTABLECIDO POR LA LEY 51 DE 1986 Y EL DECRETO 1873 DE 1996

HACE CONSTAR QUE:

1. El Ingeniero **JORDAN ARLEY GAMBOA TIJARO**, identificado con Cédula de Ciudadanía No. **1115738938** de **Saravena (Arauca)**, se encuentra registrado ante el Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines, como Ingeniero **ELECTRICISTA** con Matrícula No. **SN205-182155** expedida por el Consejo Profesional Seccional de **SANTANDER** mediante resolución No. **SN-3 de 2025** el día **31** de **Enero** de **2025** y confirmada por el Consejo Profesional Nacional según Resolución No. **CPN-8 de 2025**.

2. La matrícula profesional No. **SN205-182155**, del citado ingeniero se encuentra Vigente y no se registran Sanciones a la fecha.

Esta constancia se expide por solicitud del interesado. La vigencia de la presente certificación es de Seis (6) meses a partir de la fecha de expedición.

Dada en la ciudad de Bogotá D.C., a los Ocho (8) días del mes de Julio de Dos Mil Veintiséis (2026)

Consejo Profesional Nacional de Ingenierías Eléctrica, Mecánica y Profesiones Afines
Código de Validación:**999901955027. Vence el 08-Enero-2027**
Entre a www.consejoprofesional.org.co y a la opción 'Validar Certificado' para verificar su validez

DIEGO ESCOBAR SÁNCHEZ
Secretario Ejecutivo