ANEXO 3

MEMORIAS DE CALCULO

MEMORIAS DE CÁLCULO

PROYECTO: " AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 EN LA VIA SIRIVANA ENTRE LA VIA MATEPANTANO EN EL CORREGIMIENTO TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE "

PROPIETARIO: EMPRESA DE SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO DE YOPAL SAYOP S.A.S E.S.P.
NIT: 901.380.793-1

DIRECCION: CASCO RURAL YOPAL CASANARE – En la callejuela 4 por la vía tacarimena

DISEÑADO POR: Carlos Enrique Baron Albarracín
Ingeniero Electricista
Mat. Prof. No. SN205-188838

APROBACIÓN ENERCA S.A. E.S.P.

ENERCA S.A. E.S.P.
Energía que te acompaña

APROBADO

ENERCA S.A. E.S.P. Aprueba únicamente las condiciones técnicas de conexión al STR y/o SDL según la reglamentación establecida en el RETIE y demás normatividad vigente.

La empresa no se hace responsable del diseño de las instalaciones internas las cuales son responsabilidad del usuario y deben cumplir con el RETIE.

VALIDEZ DE APROBACION 1 AÑO

FECHA 03 JUL 2026

CONSECUTIVO 146 - 2026

REVISO

APROBO

YOPAL, JUNIO DE 2026

Contenido

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO 7
1.1. NOMBRE: "AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 EN LA VIA SIRIVANA ENTRE LA VIA MATEPANTANO EN EL CORREGIMIENTO TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE" 7
1.2. LOCALIZACIÓN: 7
EL PROYECTO SE ENCUENTRA LOCALIZADO EN EL CASCO RURAL, DEL MUNICIPIO DE YOPAL. 7
7
1.3. USUARIOS 7
2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 8
2.1. OBJETO Y ALCANCE 8
2.2. CIRCUITO ALIMENTADOR DEL PROYECTO. 9
2.3. ARRANQUE 9
2.4. TRANSFORMADOR: 10
3. ITEMS DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE 10
4. ESPECIFICACIONES TECNICAS 12
5. PARÁMETROS DE DISEÑO 13
6. ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, FACTOR DE POTENCIA DE ARMONICOS 13
7. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO 15
8. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO 17
9. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS ESTUDIO DE RIESGO ELÉCTRICO 25
9.1. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DPS) 25
9.2. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL O LIWL): 26
9.3. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO MANIOBRA (BSL O SIWL): 26
9.4. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES TEMPORALES: 26
9.5. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES DE MANIOBRA: 27
9.6. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES DE ATMOSFÉRICAS: 27
9.7. CÁLCULO DE TENSIÓN NOMINAL MÍNIMA NORMALIZADA DEL DPS: 27
9.8. DPS BAJA TENSION 27
9.9. DPS EN MEDIA TENSIÓN 28
9.10. DISTANCIA DE FUGA 30
10. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELECTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO 32
10.1 EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO. 37
10.2 ARCOS ELECTRICOS 40
10.3 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 42
10.4 CONTACTO DIRECTO 44
10.5 CONTACTO INDIRECTO 46
10.6 CORTOCIRCUITO 47

10.7 ELECTRICIDAD ESTÁTICA 49
10.8 EQUIPO DEFECTUOSO 50
10.9 RAYOS 51
10.10 SOBRECARGA 53
10.11 TENSION DE CONTACTO 54
11. ANALISIS DE NIVEL TENSION REQUERIDO 56
12. CALCULOS DE CAMPO ELECTROMAGENETICOS 56
13. CALCULOS DE TRANSFORMADORES 56
14. CALCULOS DEL SISTEMA PUESTA TIERRA 59
14.1. CONDICIONES GENERALES DEL TERRENO. 61
14.2. DISEÑO DE MALLA DEL SPT PARA LOS TRANSFORMADORES DE 5 KVA 62
15. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES 71
16. VERIFICACION DE CONDUCTORES 72
17. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS 75
18. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. 75
19. CALCULO DE CANALIZACIONES. 83
20. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA 84
20.1. REGULACIÓN Y PERDIDAS EN BAJA TENSIÓN 84
21. CALCULOS DE REGULACION 88
22. CLASIFIACION DE AREAS 88
23. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES 88
24. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS 88
25. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS 89
26. DISTANCIAS DE SEGURIDAD 89
26.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES 90
26.2. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA PREVENCIÓN DE RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO 93
26.4. CHEQUEO MECÁNICO DEL CONDUCTOR. 96
26.5. Curva para la Plantilla a Temperatura Máxima. 97
26.6. CÁLCULO DE PLANTILLAS. 98
27. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES DE PARTICULARES 99
29. DESRIPCION DEL PROYECTO 103
30. PARAMETROS FOTOMETRICOS DE DISEÑO 103
31. PARAMETROS BASICOS APLICADOS EN TODAS LA MODELACIONES 104

32. PERFILES VIALES AVALADOS POR LA ENTIDAD CORRESPPONDIENTE.....105
3. CATEGORIZACIÓN DEL PROYECTO 109
4. ESQUEMA DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PUBLICO.....110
5. RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS LUMINARIAS SELECCIONADAS 116
.....120
7. COMPONENTE AMBIENTAL 120

Índice de tabla

FIGURA 1 LOCALIZACIÓN DE GEOGRÁFICA 7
FIGURA 2 SECTOR 1 DENTRO DEL BARRIO SANTA MARTA 9
FIGURA 3 REDES DE SECUENCIA 18
FIGURA 4 CURVA PARA CALCULAR EL FACTOR K 21
FIGURA 5 CURVA PARA CALCULAR EL FACTOR K 23
FIGURA 6 CURVA PARA CALCULAR EL FACTOR K 24
FIGURA 7. RANGOS DE AMPLITUD Y DURACIÓN TIPOS DE SOBRETENSIONES 26
FIGURA 8 FACTORES DE RIESGOS ARCOS ELÉCTRICOS 40
FIGURA 9 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 42
FIGURA 10 ANÁLISIS FACTORES DE AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 43
FIGURA 11 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO E INDIRECTO 44
FIGURA 12 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 46
FIGURA 13 FACTORES DE RIESGOS CORTO CIRCUITO 48
FIGURA 14 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 49
FIGURA 15 FACTORES DE RIESGOS EQUIPO DEFECTUOSO 50
FIGURA 16 FACTORES DE RIESGOS RAYOS 52
FIGURA 17 FACTORES DE RIESGOS SOBRECARGA 53
FIGURA 18 FACTORES DE RIESGOS TENSIÓN DE CONTACTO 55
FIGURA 19 MALLA DE 30 LINEAL Y 5 ELECTRODOS 65
FIGURA 20 MALLA DE 30 LINEAL Y 5 ELECTRODOS 68
FIGURA 21 MALLA DE 50 LINEAL Y 5 ELECTRODOS 71
FIGURA 22 DETALLE FUSIBLE SR 78
FIGURA 23 TABLA DE SELECCIÓN DE PROTECCIÓN EN BT TRANSFORMADOR 78
FIGURA 24 CURVA TÉRMICA DE UN TRANSFORMADOR Y CURVA DE CORRIENTE DE CONEXIÓN (INRUSH) 79
FIGURA 25. SUPERPOSICIÓN CURVAS PROTECCIONES Y CORRIENTES PARA TRANSFORMADOR DE 5 KVA 81
FIGURA 26. SUPERPOSICIÓN CURVAS PROTECCIONES Y CORRIENTES PARA TRANSFORMADOR DE 5 KVA 82
FIGURA 27. SUPERPOSICIÓN CURVAS PROTECCIONES Y CORRIENTES PARA TRANSFORMADOR DE 5 KVA 83
FIGURA 28 DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CONSTRUCCIONES 92
FIGURA 29 DISTANCIAS VERTICALES MÍNIMAS EN VANOS CON LÍNEAS DE DIFERENTES TENSIONES 93
FIGURA 30: DISTANCIAS MÍNIMAS DE APROXIMACIÓN A EQUIPOS ENERGIZADOS 95
FIGURA 31 DISTRIBUCIÓN PERFIL VIAL 1 SIMULACIÓN DIALUX 107
FIGURA 32 DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS QUE COMPONEN EL PERFIL VIAL 1 108
FIGURA 33 TABLA 510.2.2 DEL RETILAP – REQUISITOS MÍNIMOS DE ILUMINACIÓN PARA TRÁFICO PEATONAL 108
FIGURA 34 TABLA 3.3.1.2 A DEL RETILAP – REQUISITOS MÍNIMOS DE ILUMINACIÓN PARA VÍAS CON CICLORRUTAS Y ANDENES ADYACENTES 109
FIGURA 35 TABLA 610.2 DEL RETILAP- CATEGORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS PARA ALUMBRADO PUBLICO 109
FIGURA 36 RESULTADOS PERFIL 1 CALZADA 1, CRITERIO DE ILUMINANCIA 114
FIGURA 37RESULTADOS OBTENIDOS PARA EN ANÁLISIS FOTOMÉTRICO PERFIL 1, CRITERIO DE LUMINANCIA. 116
FIGURA 38. MODELAMIENTO PROYECCIÓN LUMINARIAS – UNILUMIN 45 W 117
FIGURA 39 DESCRIPCIÓN DE INSTALACIÓN LUMINARIA PERFIL 118
FIGURA 40. CALZADA 1 DEL PERFIL VIAL 1. 119
FIGURA 41. RESULTADOS SIMULACIÓN DE ILUMINACIÓN PARA EL PERFIL 1 CALZADA 1. 119
FIGURA 42 DETALLE DE CONEXIÓN DE LAS LUMINARIAS 120

TABLA 1: INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR 10
TABLA 2 CUADRO CARGAS DEL TRANSFORMADOR 13
TABLA 3 CUADRO CARGAS DEL TRANSFORMADOR 14
TABLA 4 CUADRO CARGAS DEL TRANSFORMADOR 14
TABLA 5 TABLA IEC 60071-1 NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO AL IMPULSO 15
TABLA 6 NORMA IEC 60071-2 GRADO DE CONTAMINACIÓN. 17
TABLA 7. DATOS DEL OPERADOR DE RED 18
TABLA 8 TENSIÓN DE CC 20
TABLA 9 GRADO DE CONTAMINACIÓN ESTABLECIDO (FUENTE EBSA S.A. E.S.P 31
TABLA 10 INDICADOR DEL PARÁMETRO DEL RAYO. 34
TABLA 11 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL USO DE LA ESTRUCTURA 35
TABLA 12 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL TIPO DE ESTRUCTURA LT 35
TABLA 13 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL ÁREA Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA IAA. 36
TABLA 14 CLASIFICACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGO 36
TABLA 15 MATRIZ DE NIVELES DE RIESGOS. 36
TABLA 16 MATRIZ DE NIVELES DE RIESGOS 37
TABLA 17 MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO 39
TABLA 18 ANÁLISIS DE RIESGOS ARCO ELÉCTRICO 41
TABLA 19 ANÁLISIS. FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 45
TABLA 20 CALCULO DE CARGAS TRANSFORMADORES 57
TABLA 21 CALCULO DE CARGAS TRANSFORMADORES 58
TABLA 22 CALCULO DE CARGAS TRANSFORMADORES 58
TABLA 23 VALORES DE REFERENCIA PARA RESISTENCIA DE PUESTA TIERRA. 60
TABLA 24 VALORES DE REFERENCIA PARA LOS ELECTRODOS DE PUESTA TIERRA 61
TABLA 25 NORMA ANSI C57.12.00 (81980) DEFINE LAS SIGUIENTES CATEGORÍAS 80
TABLA 26 VALORES MÁXIMOS PERMISIBLES DE CORRIENTES SIN CARGA 80
TABLA 27 PERDIDAS DE BAJA TENSIÓN T1 85
TABLA 28 PERDIDAS DE MEDIA TENSIÓN 86
TABLA 29 PERDIDAS DE BAJA TENSIÓN T2 86
TABLA 30 PERDIDAS DE MEDIA TENSIÓN 87
TABLA 31 PERDIDAS DE BAJA TENSIÓN T3 87
TABLA 32 PERDIDAS DE MEDIA TENSIÓN 87
TABLA 33 DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD 91
TABLA 34 TABLA PARA EL NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN 94
TABLA 35: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS CONDUCTORES 96
TABLA 36 CONDICIONES MECÁNICAS PARA EL CONDUCTOR NO. 2 ACSR 97
TABLA 37 CALCULO DE TENSIÓN DEL CONDUCTOR EN VANO REGULADOR DE 528M. PARA CABLE ACSR NO.2. 97
TABLA 38 TABLA. 3.3.1 2.A. REQUISITOS FOTOMÉTRICOS MANTENIDOS POR CLASE DE ILUMINACIÓN PARA TRAFICO MOTORIZADO CON BASE EN LA LUMINANCIA DE LA CALZADA Y SUS ESPACIOS ADYACENTES. ADAPTADA DE LA NORMA CIE 115-2010 104
TABLA 39 TABLA 510.1.1 A DEL RETILAP – CLASES DE ILUMINACIÓN PARA VÍAS VEHICULARES—PERFIL 1 106
TABLA 40 RESUMEN DE ESQUEMA DE MANTENIMIENTO 112

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1.1. Nombre: "AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 EN LA VIA SIRIVANA ENTRE LA VIA MATEPANTANO EN EL CORREGIMIENTO TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE"

1.2. Localización:
El proyecto se encuentra localizado en el Casco Rural, del municipio de Yopal.



Figura 1 Localización de Geográfica

El proyecto tiene como objeto la elaboración de los diseños eléctricos necesarios para la construcción de las redes de media y baja tensión, con el fin de garantizar un suministro confiable y adecuado de energía eléctrica. En este contexto, para el sector de la callejuela 4 se plantea la implementación de un sistema de alumbrado público independiente, complementado con la modernización del sistema existente mediante el reemplazo de luminarias de vapor de sodio por luminarias con tecnología LED, con el propósito de mejorar la eficiencia energética, la calidad de la iluminación y las condiciones de seguridad en el área intervenida.

1.3. Usuarios

Para la ejecución del presente proyecto se contempla la intervención de la Callejuela 4 en la vía Tacarimena, mediante la conexión de tres (3) transformadores 5 kVA, identificados como T1, T2 y T3, en puntos de media tensión suministrados por la empresa ENERCA S.A. E.S.P. Dicha intervención comprende la modernización de ciento veintiún (121) unidades de iluminación y la implementación de un sistema independiente de alumbrado público, con la sustitución de las luminarias existentes por tecnología LED de alta eficiencia energética, en cumplimiento de los parámetros técnicos establecidos en el RETILAP 2024.

Lo anterior permitirá optimizar la distribución del suministro eléctrico destinado al sistema de iluminación pública, mejorar los niveles de iluminancia en las áreas intervenidas y fortalecer las condiciones de seguridad vial y ciudadana del corregimiento de Tacarimena, municipio de Yopal, departamento de Casanare

.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objeto y alcance.

Se proyecta el montaje de tres subestaciones tipo poste en 710, monofásica y de uso exclusivo para el sistema de alumbrado público, equipada con sus respectivas protecciones y sistema de puesta a tierra, conforme a las normas y cálculos aplicables. Las tres subestaciones contaran con transformadores de valores de 5 KVA.

El objetivo principal del presente diseño es la construcción de la subestación y el sistema de baja tensión exclusivos para el alumbrado público, mediante tres (03) transformador de 5 KVA que alimentará a 121 luminarias a lo largo de la callejuela 4 por toda la vía tacarimena ver en la figura 2, en el municipio de Yopal, departamento de Casanare. El proyecto se desarrolla bajo el cumplimiento de las normas de distribución y subtransmisión, las especificaciones técnicas y parámetros establecidos por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., así como lo dispuesto en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las Normas Técnicas Colombianas NTC 2050, NTC 950, NTC 5019 y NTC 4552-2. Todas las especificaciones técnicas se complementan con lo indicado en los planos, diagramas y detalles entregados junto con el presente diseño.



Figura 2 sector 1 dentro del barrio santa marta

2.2. Circuito alimentador del proyecto.

De acuerdo a la disponibilidad de servicio de media tensión a 13,2kV existente las redes corresponden a los siguientes circuitos

- T1: 5 KVA 21550
- T2: 5 KVA 21550
- T3: 5 KVA 21550

2.3. Arranque

T1

5.339154: Latitud
-72.308221: Longitud

T2

5.348315: Latitud
-72.306593: Longitud

T3
5.356743: Latitud
-72.306204 Longitud

2.4. Transformador:

TRANSFORMADORES	POTENCIA [KVA]	ARRANQUE	LUGAR DEL TRANFORMADOR
T1	5 KVA	5.340922: Latitud	5.339154: Latitud
		-72.308333: Longitud	-72.308221: Longitud
T2	5 KVA	5.347953: Latitud	5.348315: Latitud
		-72.306411: Longitud	-72.306593: Longitud
T3	5 KVA	5.3581: Latitud	5.356743: Latitud
		-72.305797: Longitud	-72.306204: Longitud

Tabla 1: Información del transformador

3. ITEMS DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE

ÍTEM DE CUMPLIMIENTO	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACIÓN
a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	X		Ver numeral 6
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	X		Ver numeral 7
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	x		Ver numeral 8
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	x		Ver numeral 9
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	x		Ver numeral 10
f. Análisis del nivel tensión requerido.	x		Ver numeral 11
g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 Resol. 90708 RETIE		x	Ver numeral 12
h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	x		Ver numeral 13
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.	x		Ver numeral 14

j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	x		Ver numeral 15 y anexo
k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEEE 242, capitulo 9 o equivalente.	x		Ver numeral 16
l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos.	x		Ver numeral 17
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación contra las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947- 2 Anexo A.	x		Ver numeral 18
n. Cálculo de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).		x	Ver numeral 19
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	x		Ver numeral 20 y ver anexo
p. Cálculos de regulación	x		Ver numeral 21 ver anexo
q. Clasificación de áreas.		x	Ver numeral 22
r. Elaboración de diagramas unifilares.	x		Ver numeral 23 ver anexo
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	x		Ver numeral 24 ver anexos
t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	x		Ver numeral 25
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.	x		Ver numeral 26
v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.		x	Ver numeral 27
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	Ver numeral 28

4. ESPECIFICACIONES TECNICAS

CAPACIDAD INSTALADA: El proyecto tiene un total de 6.05 KVA, donde se repartirá la carga en los tres (03) transformadores, T1: con carga total 2.4 KVA, T2: con carga total 1.8 KVA, T3: con carga total 1.85 KVA

TIPO DE SERVICIO: Debido a la capacidad instalada y al uso exclusivo para alumbrado público, se toma el servicio a un nivel de tensión de 13,200 V, 60 Hz, sistema trifásico trifilar (tres hilos)

TRANSFORMADOR: Se instalará tres (03) transformadores de 5 kVA, con tensión primaria de 13,200 V y tensión secundaria de 480 V entre fases y 240 V entre fase y neutro, con variación de ±5%

PROTECCIÓN Y MANIOBRA: Se dispone de pararrayos, cortacircuitos, puesta a tierra, ubicados estratégicamente para protección del personal e instalaciones de alguna anomalía y para suspender – restituir el servicio en caso de mantenimiento. Apantallamiento de acuerdo a la NTC 4552-2.

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA: Todos los elementos están dispuestos en forma radial y las protecciones en cascada.

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA: Por la naturaleza se asume con un factor de potencia 0.9 inductivo.

POTENCIA A INSTALAR: Los cálculos de la potencia a instalar se determinaron de acuerdo a las cargas instaladas (ver plano) según requerimientos de las luminarias que se va a suministrar el servicio, teniendo en cuenta los equipos a instalar, tal como se muestra en el diagrama unifilar del plano adjunto.
PUESTA A TIERRA: Se construirá un sistema de puesta a tierra de acuerdo al diseño hecho para tal fin.

Red de baja tensión trenzado alumbrado Público: 2x35 mm2+1x35 mm2 = 2.32 km

REDES ALUMBRADO PÚBLICO: Teniendo en cuenta que las vías del sector urbano corresponden a la categoría M3 y considerando los niveles de iluminación requeridos, el alumbrado público se ejecutará mediante luminarias tipo LED BELUGA de la marca UNILUMIN, con 32 LEDs, 45 W y tensión de 240 V. Esta selección responde a las necesidades arquitectónicas del proyecto, que al momento de este diseño no se encuentran especificadas en los planos. Para la alimentación de las luminarias se utilizarán redes de baja tensión en configuración de red trenzada exclusiva, conectadas mediante cable de cobre THW calibre No. 12 AWG o superior, de acuerdo con los cálculos de regulación. Todas las luminarias estarán controladas mediante fotocelda individual.

5. PARÁMETROS DE DISEÑO

Este diseño se ha realizado teniendo en cuenta las especificaciones y recomendaciones de la EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.

Para la realización de este diseño óptimo se contó con los siguientes parámetros:

- Regulación Primaria en Operación Normal: 3% máximo.
- Regulación Secundaria en Operación Normal: 5% máximo.
- Distribución Primaria Trifásica: 13,2 KV
- Tensión de distribución para la red de baja tensión para AP: 240- 480 V.
- Factor de Potencia de la Carga: 0.9 (-).
- Perdidas de potencia secundarias 5% máximo
- Perdidas de potencias primarias 3% máximo.

6. ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, FACTOR DE POTENCIA DE ARMONICOS

Aplicando el criterio establecido en la NTC 2050, Artículo 220-37, se calcula la demanda máxima del sistema de alumbrado público en el sector de la callejuela 4 en la vía tacarimena. Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente cuadro.

ANEXO TABLA AP AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE

N° Circuito					BALANCE DE FASES R	BALANCE DE FASES S	CONDUCTORES AL XLPE	DUCTERIA	I nominal (A)	I prstec (A)	PROTECCIÓN (AMP)	DESCRIPCIÓN
W		50										
1	23	1150			1.150		2x35mm²+1x25mm²	N/A	5.87	6.68	1x15 A @ 10 kA	CIRCUITO 1 DE ALUMBRADO
2	25	1250				1.250	2x35mm²+1x35mm²	N/A	6.31	7.26	1x15 A @ 10 kA	CIRCUITO 2 DE ALUMBRADO
N° de salidas	48	2400		0	1.150	1.250	2xN°2+1xN°2N	3" IMC	4	5	2x20 A, 25 kA	Circuito Alimentador
					2.400		2.666666667	1 protector	8.66			
								1 conductor	5.07			

Tabla 2 Cuadro cargas del transformador

T1:

CARGA INSTALADA TOTAL	5 KVA
FACTOR DE UTILIZACION	0.9
CARGA DE DEMANDA	2.4 KVA

SAYOP	ANEXO TABLA AP AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE												
T1 BARRIO CALLEJUELA 4													
N° Circuito					BALANCE DE FASES		CONDUCTORES	DUCTERIA	I nominal	I protec	PROTECCIÓN	DESCRIPCIÓN
	Luminaria Led para A.P.				R	S	AL XLPE		(A)	(A)	(AMP)	
W	50											
1	14	700			700		2x35mm²+1x35mm²	N/A	3.54	4.07	1x20 A a 10 kA	CIRCUITO 1 DE ALUMBRADO
2	22	1100				1.100	2x35mm²+1x35mm2	N/A	5.56	6.39	1x20 A a 10 kA	CIRCUITO 2 DE ALUMBRADO
N° de salidas	36	1800		0	700	1.100	2xN° 2 +1xN°2N	2" IMC	3	3	2x20 A, 25 kA	Circuito Alimentador
					1.800		2000	I protección	3.50			
								I conductor	3.80			

Tabla 3 Cuadro cargas del transformador

T2:

CARGA INSTALADA TOTAL	5 KVA
FACTOR DE UTILIZACION	0.9
CARGA DE DEMANDA	1.8 KVA

SAYOP	ANEXO TABLA AP AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE												
T2 BARRIO CALLEJUELA 4													
N° Circuito					BALANCE DE FASES		CONDUCTORES	DUCTERIA	I nominal	I protec	PROTECCIÓN	DESCRIPCIÓN
	Luminaria Led para A.P.				R	S	AL XLPE		(A)	(A)	(AMP)	
W	50											
1	15	750			750		2x35mm²+1x35mm²	N/A	3.79	4.36	1x15 A a 10 kA	CIRCUITO 1 DE ALUMBRADO
2	22	1100				1.100	2X35mm²+1x35mm2	N/A	5.56	6.39	1x15 A a 10 kA	CIRCUITO 2 DE ALUMBRADO
N° de salidas	37	1850		0	750	1.100	2xN° 2 +1xN°2N	2" IMC	3	4	2x20 A, 25 kA	Circuito Alimentador
					1.850		2054.555556	I protección	3.80			
								I conductor	3.91			

Tabla 4 Cuadro cargas del transformador

T3:

CARGA INSTALADA TOTAL	5 KVA
FACTOR DE UTILIZACION	0.9
CARGA DE DEMANDA	1.85 KVA

Se deja capacidad de carga disponible para posibles ampliaciones o incrementos de carga futura. No aplica la realización de análisis de armónicos, dado que las cargas consideradas en el sistema son lineales y no generan distorsión significativa en la forma de onda de corriente o tensión

7. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO

Se realiza un análisis simplificado, según el estándar IEC 60071-1 muestra la tabla en la que se evidencia los niveles básicos de aislamiento al impulso (BIL) estandarizados según la tensión de servicio. Para el caso de la red de media tensión se tiene un nivel de tensión de 13.2 Kv, ubicándose en el rango de 15 KV de tensión nominal del sistema según la siguiente tabla

Tensión nominal del sistema	Tensión máxima entre fases	Nivel de aislam. Al impulso BIL o (BIL S/N)	S.N.M. 2.000 m s.n.m.	TCF NORMA L BIL S/N1	TCF DISEÑO TCF NORM	Distancia mínima fase tierra (cm)		Distancia mínima fase tierra DIN VDE 0101 IEC 71	
							s.n.m. (0.893)	FF + 14 (cm)	FF + 14 (cm)
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
4	4.4	45	(0.893)	46.9	52.4	9.64	9.63	15	15
6	7.2	60	0.893	62.4	69.9	11.38	12.71	15	15
10	12	75	0.893	78	87.4	14.19	15.89	15	15
13	13.2	95	0.893	98.8	110.6	17.96	20.12	15	15
20	24	125	0.893	130	145.5	23.65	26.49	21.5	15
30	36	170	0.893	176.8	198	32.16	36.02	32.5	27
45	52	250	0.893	260	291.2	47.3	52.97	52	43
60	72.5	325	0.893	338	378.5	61.49	68.86	70	58
66	800	350	0.893	364	442.3	71.69	80.31	87	73
88-110	100-123	450	0.893	468	524.1	85.14	95.34	95	80
110-132	123-145	550	0.893	572	640.6	104.1	116.53	110	95
132-150	145-170	650	0.893	676	757	123	137.71	135	110
150	170	750	0.893	780	873.6	141.9	158.9	155	125
220	245	825	0.893	858	961	156.1	174.75	175	155
220	245	900	0.893	936	1048.2	170.3	190.68	190	170
220-275	245-300	1050	0.893	1092	1222.8	198.6	222.48	220	185
275-330	300-362	950	0.893	884	990	223	250	245	205
330-380	362-420	950	0.893	988	1106.4	259	301	270	240
380	420	1050	0.893	1091	1222.0	317	355	310	295
500	525	1175	0.893	1223	1368.4	380	429	430	410
700	766	1550	0.893	1611	1806.3	509	601	525	

Tabla 5 Tabla IEC 60071-1 niveles básicos de aislamiento al impulso

Para determinar las distancias mínimas de fuga se debe determinar el grado de contaminación conforme a la norma IEC 60071-2, cuya tabla se relaciona a continuación:

GRADO DE CONTAMINACION	DESCRIPCIÓN	DISTANCIA MINIMA DE FUGA (Df)
I – Insignificante o Ligero	-Áreas sin zonas industriales y con baja densidad de casas equipadas con sistemas de calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas agrícolas (1). - Áreas montañosas. Todas estas áreas están situadas al menos 10 a 20 km. Del mar y no deberán estar	16 m/kV

	expuestas a vientos directos de la zona marina.	
II – Medio o Mediano	-Áreas con industrias que no producen humos contaminantes y/o con densidad promedia de casas equipadas con instalaciones de calefacción. - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias, pero sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas expuestas a los vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa al menos varios kilómetros de distancia	20 mm/kv
III – Alto	- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. - Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar.	25 mm/kv
IV – Muy alto	-Áreas generalmente de moderada extensión sometidas a polvos conductores y a humos industriales que producen depósitos conductores densos. - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas al mar y expuestas a lluvias y a vientos fuertes y contaminados desde el mar. - Áreas desérticas, caracterizadas por no lluvias por largos periodos, expuestas a fuertes vientos que arrastran arena y sal y	31 mm/kv

	sometidas a condensación regular.	

Tabla 6 Norma IEC 60071-2 grado de contaminación.

De acuerdo a la siguiente ecuación podemos calcular la distancia total de fuga.

$$Dt = \frac{Vmax}{\sqrt{3}} * Df * \delta$$

Donde:
Dt = Corresponde a la distancia total de fuga a calcular.
Vmax = Es el valor de la tensión máxima de operación dado en Kv
Df = Es la distancia mínima de fuga tomada de la anterior tabla en mm/Kv
δ = Es el factor de corrección determinado por la ecuación:

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

Donde:
h = Es la Altura sobre el nivel del mar representado en metros.

Para el cálculo en el presente diseño se tiene:

Vmax = 17.5 Kv (según recomendación del operador)
Df = 16mm/Kv
h = 350 mts

se tiene que:

$$Dt = 168.93\ mm$$

De acuerdo con el cálculo anterior se tiene que la distancia de fuga de los aisladores debe ser superior a los 169 mm. De esta forma se obtiene que, para un BIL DE 95 Kv, según la norma IEC, las distancias de fuga deben ser mínimo de 160mm, por lo tanto, dicho calculo cumple.

Con todo lo anterior se evidencia que los equipos seleccionados para el diseño cumplen los requisitos mínimos de aislamiento para la tensión requerida.

8. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

Se calculará la corriente de cortocircuito del transformador a instalar, y se analizarán las corrientes simétricas y asimétricas de la subcentral a la que se encuentre conectado el centro de distribución del cual se alimentará la subestación del presente proyecto, y de acuerdo con lo especificado en las condiciones de servicio del operador de la red.

- **REDES DE SECUENCIA PARA DETERMINAR FALLAS**

La falla en el sistema de energía significa que el sistema se pone en un estado de funcionamiento desequilibrado. La posición desequilibrada del sistema de potencia se reemplaza por el conjunto positivo y equilibrado, y un conjunto de secuencia negativa equilibrada simétrica y un conjunto de secuencia cero de fase única. Cuando la falla ocurre en el sistema, se considera que el conjunto de tres secuencias se inyecta en el sistema. El voltaje y la corriente posteriores al fallo están determinados por la respuesta del sistema de cada conjunto de componentes.

Para determinar la respuesta del sistema tres, se utiliza el componente de secuencia. Consideró que cada red de secuencia se reemplaza por el circuito equivalente de Thévenin entre dos puntos. La red de cada secuencia se puede reducir a un solo voltaje y una sola impedancia, como se muestra en la siguiente figura. La red de secuencias está representada por el cuadro en el que un punto es el punto de falla y el otro es el potencial cero del bus de referencia N.

No.	PUNTO DE CONEXIÓN		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO POR EL OPERADOR	
	LATITUD	LONGITUD	Icc 3f	Icc 1f
1	5.340922	-72.308333	0.45	0.35
2	5.347953	-72.306411	0.47	0.36
3	5.3581	-72.305797	0.55	0.43

Tabla 7. Datos del operador de red

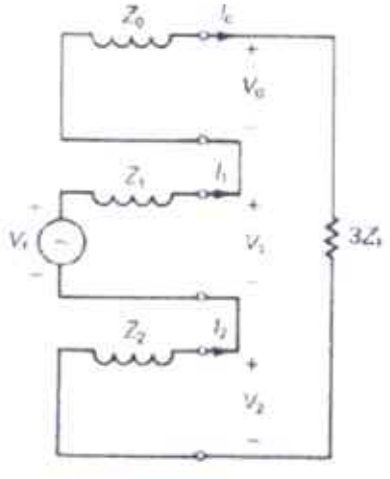


Figura 3 Redes de secuencia

Para calcular la corriente de cortocircuito utilizaremos el método simplificado de las impedancias tomada del Cuaderno Técnico Nº 158 Cálculo de corrientes de cortocircuito.

La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thévenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red se sustituyen por sus impedancias.

Impedancia de la red pública: Impedancias de la red aguas arriba en la mayor parte de los cálculos no se va más allá del punto de suministro de energía. El conocimiento de la red aguas arriba se limita generalmente a las indicaciones facilitadas por la compañía distribuidora, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito Scc (en MVA) en el punto de conexión a la red

$$\mathbf{Za} = \frac{\mathbf{Vn\text{^}2}}{\boldsymbol{Scc}}$$

Siendo V la tensión línea de la red, en vacío.

La relación entre la resistencia y la reactancia del circuito aguas arriba se deducen a partir de Ra/Za en AT, tomando:

$$\frac{Ra}{Za} = 0.3\ en\ 6\ Kv$$

$$\frac{Ra}{Za} = 0.2\ en\ 20\ Kv \rightarrow Nivel\ de\ Tensión\ cercano$$

$$\frac{Ra}{Za} = 0.1\ en\ 150\ Kv$$

Impedancia interna del transformador:

Esta impedancia se calcula a partir de la tensión de cortocircuito Vcc expresada en %:

$$zt = \frac{Vcc * Vn}{Sn}$$

Vn= tensión de línea, en vacío, del transformador
Sn= potencia aparente del transformador
Vcc= tensión que debemos aplicar al primario del transformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad nominal In, estando los bornes del secundario BT en cortocircuito.

Para los transformadores de distribución MT/BT, las normas armonizadas (HD 428.1S1) fijan los valores de Vcc en la tabla de: Tensión de cortocircuito Vcc normalizada para los transformadores MT/BT de distribución pública.

Potencia del transformador MT/BT (en kVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en%)	4	4,5	5	5,5	6	7

Tabla 8 tensión de CC

Es importante destacar que la precisión de estos valores influye directamente en el cálculo de Icc, puesto que un error de X% sobre u CC induce a un error del mismo orden (x%) sobre ZT.

En general RT << XT, del orden de 0,2 XT y la impedancia interna de los transformadores puede asimilarse a la reactancia XT.

Para pequeñas potencias, es necesario el cálculo de ZT ya que la relación RT/XT es mayor.

Entonces, esta resistencia se calcula a partir de las pérdidas por efecto Joule (W) en los arrollamientos:

$$W = 3 * Rt * In^2$$

$$Rt = \frac{W}{3 * In^2}$$

Para hallar la impedancia tenemos:

$$Zt = \frac{Vcc * Vn^2}{Sn}$$

Para el transformador seleccionado se tiene:

T1 TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PÚBLICO 5 KVA

Nivel de tensión: 13.200/ 480 / 240V
Vcc: 4%
Sn: 5.000 VA
Icc1: 0.35 KA

Así tenemos que: Zt =1393.92 mΩ

Considerando que Xt=Zt X del transformador

$$Xt = 1393.92\ m\Omega$$

Y considerando las impedancias de la red pública tenemos:

$$\frac{Ra}{Za} = 0{,}2\ en\ 20\ KV \rightarrow Nivel\ de\ tensión\ cercano$$

Tenemos entonces: $Rt = 0.2\ Xt$

$$Rt = 278.78\ m\Omega$$

Adicionalmente considerando a Xr y a Rr despreciables frente a Xt y a Rt, tenemos así que la Corriente de cortocircuito simétrica es igual a:

$$Icc - sim = \frac{Vnsec}{\sqrt{3} * Zt}$$

$$Icc - sim = 0{,}19A$$

Según la IEC60909, y con el supuesto que Rt/Xt=0,2, de la siguiente curva hallaremos el factor K para asi hallar la corriente de cortocircuito asimétrica:

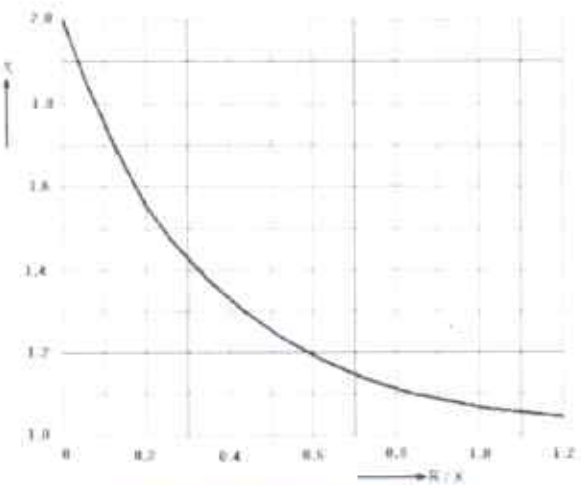


Figura 4 Curva para calcular el factor K

Tenemos así que K = 1,53

$$Icc - Asim = \sqrt{2} * K * Icc - sim$$

$$Icc - Asim = 0.42\ KA$$

T2 TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PÚBLICO 5 KVA

Nivel de tensión: 13.200/ 480 / 240V
Vcc: 4%
Sn: 5.000 VA
Icc1: 0.36 KA

Así tenemos que: Zt =1393.92 mΩ

Considerando que Xt=Zt X del transformador

Xt = 1393.92 mΩ

Y considerando las impedancias de la red pública tenemos:

$$\frac{Ra}{Za} = 0{,}2\ en\ 20\ KV\ \rightarrow Nivel\ de\ tensión\ cercano$$

Tenemos entonces: $Rt = 0.2\ Xt$

$$Rt = 278.78\ m\Omega$$

Adicionalmente considerando a Xr y a Rr despreciables frente a Xt y a Rt, tenemos así que la Corriente de cortocircuito simétrica es igual a:

$$Icc - sim = \frac{Vnsec}{\sqrt{3} * Zt}$$

$$Icc - sim = 0{,}19A$$

Según la IEC60909, y con el supuesto que Rt/Xt=0,2, de la siguiente curva hallaremos el factor K para asi hallar la corriente de cortocircuito asimétrica:

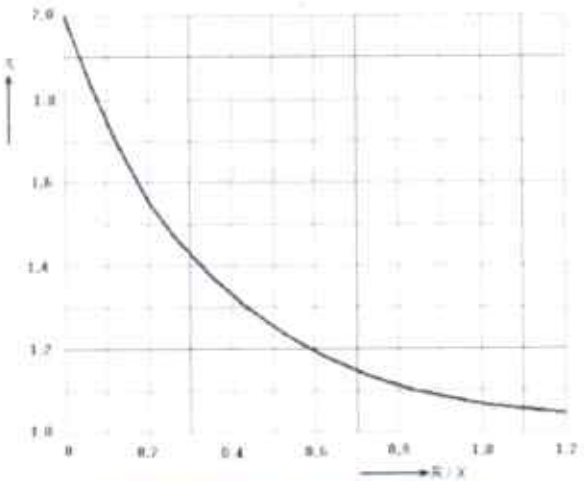


Figura 5 Curva para calcular el factor K

Tenemos así que K = 1,53

$$Icc - Asim = \sqrt{2} * K * Icc - sim$$

$$Icc - Asim = 0.42\ KA$$

T3 TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PÚBLICO 5 KVA

Nivel de tensión: 13.200/ 480 / 240V
Vcc: 4%
Sn: 5.000 VA
Icc1: 0.43 KA

Así tenemos que: Zt =1393.92 mΩ

Considerando que Xt=Zt X del transformador

Xt = 1393.92 mΩ

Y considerando las impedancias de la red pública tenemos:

$$\frac{Ra}{Za} = 0{,}2\ en\ 20\ KV \rightarrow Nivel\ de\ tensión\ cercano$$

Tenemos entonces: $Rt = 0.2\ Xt$

$$Rt = 278.78\ m\Omega$$

Adicionalmente considerando a Xr y a Rr despreciables frente a Xt y a Rt, tenemos así que la Corriente de cortocircuito simétrica es igual a:

$$Icc - sim = \frac{Vnsec}{\sqrt{3} * Zt}$$

$$Icc - sim = 0{,}19A$$

Según la IEC60909, y con el supuesto que Rt/Xt=0,2, de la siguiente curva hallaremos el factor K para asi hallar la corriente de cortocircuito asimétrica:

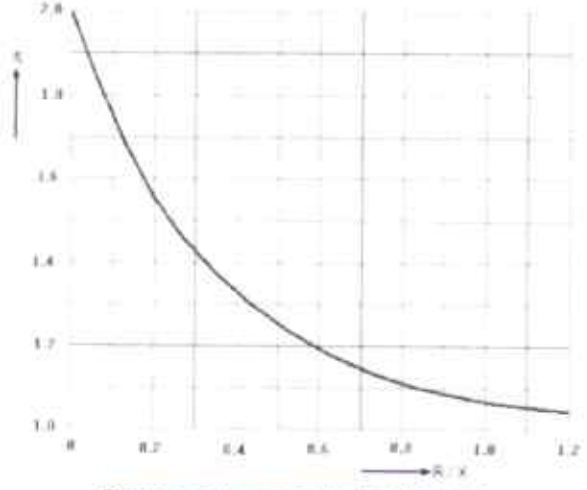


Figura 6 Curva para calcular el factor K

Tenemos así que K = 1,53

$$Icc - Asim = \sqrt{2} * K * Icc - sim$$

$$Icc - Asim = 0.42\ KA$$

9. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS ESTUDIO DE RIESGO ELÉCTRICO

El rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural cuyos parámetros físicos varían en el tiempo y el espacio. La mayor incidencia de rayos en el mundo se da principalmente en América tropical, África Central y el norte de Australia, Colombia se encuentra situada en la zona de confluencia intertropical por lo cual presenta una de las actividades cerámicas más altas del planeta. Por Este motivo es de vital importancia contar con formas de protección contra este fenómeno.

El propósito de la evaluación del factor de riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada y determinar si este sistema debe ser integral (NTC 4552).

El sistema integral estará compuesto por los siguientes elementos:
Sistema de protección externo
Sistema de protección interno
Sistema de alarma

La metodología de cálculo del nivel de riesgo permitirá determinar cuáles de los elementos anteriores deberá comprender el sistema de protección a implementar en cada caso.

9.1. Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)

- **Consideraciones básicas generales**:

Tensión nominal de operación entre fases: 13.2 KV
Tensión máxima de operación entre fases: 14.4 KV
Tensión base: 13.2KV x $\sqrt{2}/\sqrt{3}$: 15 KV
Tensión de flameo corregido para 15 KV: 95 KV
Pararrayos o DPS de óxido de zinc (ZnO)
Sistema sólidamente aterrizado
Altura sobre el nivel de mar planta H: 350 m
Características pararrayos:
Tensión máxima de residual para impulso atmosférico 8/20us: 49.41 KV

Según lo solicitado por el operador de red de la región, ENERCA S.A.E.S.P., para redes de distribución de media tensión el BIL para los equipos a instalar sobre las líneas aéreas será de 95 KV, por lo tanto, para corroborar este valor tenemos el siguiente análisis y soporte teórico:
Las sobretensiones son eventos transitorios mayores a las máximas tensiones de operación del sistema. De acuerdo con el tipo de sobretensión estos pueden ser limitados por distintos medios de protección. La amplitud de las sobretensiones se puede limitar mediante DPS u otros medios

de protección. Existen tres tipos de sobretensiones: las temporales, las de maniobra y las atmosféricas. Las temporales y las de maniobra son consideradas de origen interno del sistema como resultado de un fenómeno transitorio, mientras que las atmosféricas son de origen externo.

9.2. Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (bil o liwl):

Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, se afecta poco por la lluvia.

9.3. Tensión soportada al impulso tipo maniobra (bsl o siwl):

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.
En la siguiente figura se puede visualizar los rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones

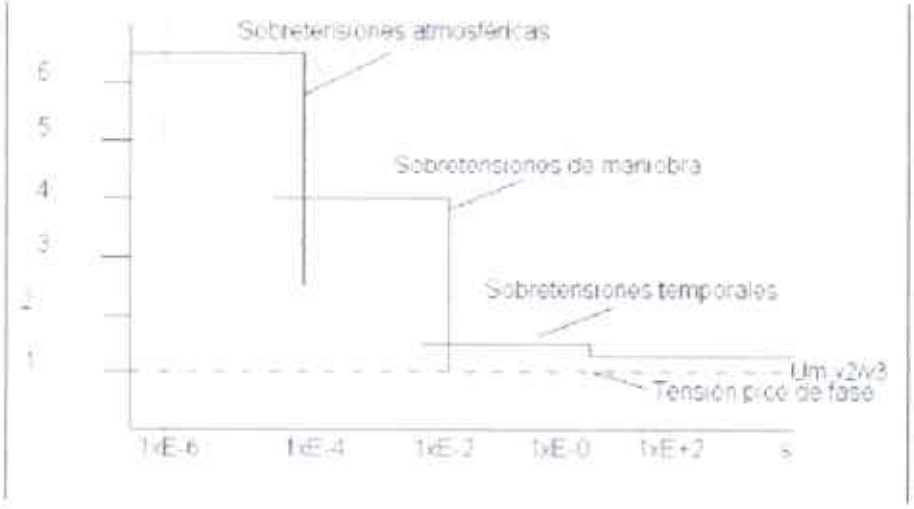


Figura 7. Rangos de amplitud y duración tipos de sobretensiones

9.4. Cálculo de las sobretensiones temporales:

Se caracterizan por presentarse a una frecuencia muy cercana a la industrial y por no ser amortiguadas. Se asocian principalmente con pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias de

diferentes tipos. En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder de 1.5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 segundo.
Sobretensión temporal: 1.5 x V operación: 1.5 x 13.2 KV = 19.8 KV
Sobretensión temporal: 19.8 KV

9.5. Cálculo de las sobretensiones de maniobra:

Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas de un sistema: sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.
Para el nivel de tensión de 13.2 KV, se pueden presentar sobretensiones de maniobra entre 26.4 KV y 52.8 KV.

9.6. Cálculo de las sobretensiones de atmosféricas:

Las sobretensiones de amplitudes grandes pueden entrar a una subestación como resultado de descargas atmosféricas directas sobre una línea o como flameos inversos en una torre o poste. La subestación debe estar protegida contra descargas directas mediante un apantallamiento eficiente. Para tensiones de 13.2 KV su valor está entre 4 y 6 p.u., en nuestro caso el valor de las sobretensiones atmosféricas puede estar entre 52.8 KV y 79.2 KV.
En conclusión, el BIL normalizado debe ser mínimo de 80 KV.

9.7. Cálculo de tensión nominal mínima normalizada del DPS:

La tensión nominal de los DPS de óxido de zinc (ZnO), R, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

9.8. DPS BAJA TENSION

DPS: "Dispositivos de protección contra sobre tensiones" Son elementos que poseen una resistencia variable con la tensión aplicada entre sus terminales. Utilizando esta resistencia variable recortan la onda de tensión cuando supera un límite que puede ser perjudicial para los equipos eléctricos o electrónicos conectados a esa red.
LPZ: "lightning protection zone": Zona donde el ambiente electromagnético está definido.
LPZ Zona de riesgo por impactos directos de rayo.
LPZ Zona protegida contra impactos directos de rayo, pero expuesta al riesgo de todo el campo electromagnético del mismo.
LPZ 1 Corrientes de impulso limitadas por la distribución de la corriente y por dispositivos DPS en los pasos de zona.
LPZ 2 Corrientes de impulso más limitadas por distribución de la corriente y por dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en los pasos de zona.
Uc: Máxima tensión de operación continúa MCOv: es el valor efectivo de la tensión máxima que, por razones de servicio, puede aplicarse en las bornes de conexión del DPS.

Se plantea el uso DPS de baja tensión según la norma IEC 62305-4 en los tableros de distribución del proyecto.
CORRIENTE DPS CLASE II.
La norma IEC 62305-4 establece la corriente máxima inducida en la formula (A.24), esta depende de parámetros geométricos que varían según el lugar donde se encuentra instalado el DPS.

$$I_{SCf/max} = 12{,}6 \cdot 10^{-6} \cdot h \cdot \ln(1 + l/d_{1/w}) \cdot (w / \sqrt{d_{1/f}}) \cdot i_{f/max} / l \quad (A) \qquad (A.24)$$

En la norma IEC 61643-12, "Low-voltage surge protective devices- Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection an application principles", numeral 5.5.2.1, establece los siguientes rangos para la corriente de los DPS:

(0.5;0.1;0.25;0.5;1.0;1.5;2.0;2.5;3.0;5.0;10;15 y 20) kA.

Dado que la máxima corriente del DPS es 20 kA y aunque el cálculo de la IEC 62305-4 de un menor valor se escoge 20 kA como corriente de los DPS clase II y así asegurar una mayor vida útil. MÁXIMA TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA MCOV (Uc): Dado que la tensión de la red son 240 V se especifica:

$$Uc = 240 * 1.2 = 288\,V$$

NIVEL DE PROTECCION

9.9. DPS en media tensión

Con el objetivo de proteger los equipos del sistema ante sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, se procede a la selección de descargadores de sobretensión adecuados, conforme a los lineamientos establecidos por la norma IEC 60071-1.
- Nivel de Tensión del Sistema: El sistema opera con una tensión nominal de 13.2 Kv, este valor se emplea como referencia para seleccionar los niveles de soportabilidad dieléctrica de los equipos y dispositivos de protección.
- Cálculo de la tensión continua de operación (Uc): Para sistemas efectivamente puestos a tierra, la tensión continua de operación del DPS se determina mediante la siguiente expresión:

$$U_c = \frac{1.05 * U_m}{\sqrt{3}} = \frac{1.05 * 13.2}{\sqrt{3}} = 8$$

Este valor define el límite superior de tensión que el descargador puede soportar en condiciones normales sin entrar en conducción.
- Capacidad frente a sobretensiones temporales (TOV): La capacidad del DPS ante sobretensiones temporales se evalúa con base en el factor de tierra (ke), definido como:

$$TOV = k_r * \frac{U_m}{\sqrt{3}} = k_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1.4 * \frac{13.2}{\sqrt{3}} = 10.669$$

Cálculo de la tensión nominal del descargador (Ur): La tensión nominal del descargador es el mayor valor entre:

$$U_{r1} = \frac{U_C}{k_o} = \frac{8}{0.8} = 10$$

$$U_{r2} = \frac{TOV}{k_{TOV}} = \frac{10.669}{1.06} = 10.065$$

El valor más alto es $Ur2$, aumentando este valor un 5% se tiene:

$$U_r = 10.57$$

De acuerdo a esto y según la tabla 2 de la norma IEC 60071-1, el nivel de tensión máxima normalizada (Um) que debe considerarse para la coordinación del aislamiento es de 12 kV.

Cálculo de la corriente nominal de descarga (In):

De acuerdo a lo establecido en la IEC-60071-2, y teniendo en cuenta que el pararrayo será para la subestación tipo patio clasificada como SL (Subestaciones para sistemas de distribución – SDL), la corriente nominal de descarga para impulsos tipo rayo es de 10 kA.

Requisitos frente a impulsos tipo onda cortada:

Como la corriente nominal de descarga es de 10 kA, la corriente en forma de onda será de 100 kA, este parámetro garantiza la resistencia del DPS ante eventos extremos de origen atmosférico.

Selección final del DPS: Una vez determinados los valores de Uc, Ur e In, se selecciona el descargador consultando el catálogo del fabricante, para este caso se usará el catálogo de EC donde se tiene:

ngs

Material	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS (DPS)		
Código del Material	3210/3510/3610		
I Datos del Proveedor/Fabricante			
Fabricante	EC		
Marca del DPS	EC		
País de fabricación	CHINA		
Nombre o razón social	EC		
Código del Proveedor	CA 12/10HD - CA 15/10HD - CA 36/10HD		
Teléfono de contacto	3215011532		
II Normas Aplicables			
RETIE	20.14 RETIE		
III Requisitos Técnicos			
A. Constructivos	**EC**	**EC**	**EC**
Referencia	**CA 12/10HD**	**CA 15/10HD**	**CA 36/10HD**
Color	1 (monopolar)	1 (monopolar)	1 (monopolar)
Clase ANSI	12kv	15kv	36kv
Material	Polimérico	Polimérico	Polimérico
B. Especificaciones técnicas			
Voltaje Nominal (Un) kV	12	15	36
Voltaje (Uc) kV	12.2	12.7	29.7
Voltaje Máximo Operación continua, MCOV	12.2	12.7	29.7
Voltaje Residual, kV	39.53	45	105
Corriente Nominal de Descarga (In), kA	10	10	10
Soporte Impulso de Corriente - kA	250	250	250
Impulso de Corriente Alta (4/10µs), kA	100	100	100
Voltaje Residual a impulso Lineal (8/20µs)	36	45	108
Distancia de Fuga, mm	430	430	1050
C. Certificados			
Certificado de conformidad de prueba de RETIE	QCERT-ONAC	QCERT-ONAC	QCERT-ONAC
Certificado de conformidad de producto con norma	QCERT-ONAC	QCERT-ONAC	QCERT-ONAC
IV Marcaciones			
Identificación del fabricante	SI	SI	SI
Año de fabricación	SI	SI	SI
Carga mecánica nominal SML, kN	10 kn	10 kn	10 kn
Clasificación ANSI	12 kv	15 kv	36 kv
Cantidad por caja	6 und	6 und	3 und
Peso total por caja	12.88 kg	10.89 kg	14.46 kg
Peso unidad	1.6kg	1.6kg	4.8kg

DPS 36KV DPS 12KV DPS 15KV

Por lo tanto, se selecciona el descargador CA12/10 HD, con tensión nominal de 12 kV y corriente nominal de descarga de 10 kA, correspondiente a la clase SL, adecuada para subestaciones de distribución.

De acuerdo con la recomendación del RETIE 2024, Libro 3, Título 17, Artículo 3.17.14 "Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias - DPS", se sugiere que la distancia entre los bornes del DPS y el equipo a proteger no supere los 50 cm, con el fin de minimizar los efectos inductivos y mejorar la eficiencia de protección.

9.10. Distancia de fuga

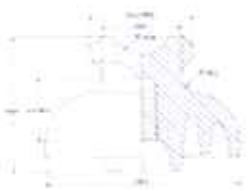
Distancia mínima de fuga: Se calcula la distancia mínima de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2 así:

GRADO DE CONTAMINACIÓN	DESCRIPCIÓN	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA (D_f)
I – Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia Áreas agrícolas Áreas montañosas Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo	16 mm/kV
II – Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa	20 mm/kV
III – Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar	25 mm/kV
IV – Muy fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal	31 mm/kV

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

Tabla 9 Grado de contaminación establecido (Fuente EBSA S.A. E.S.P

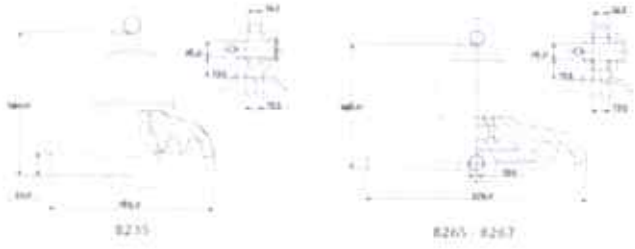
De acuerdo con el cálculo anterior, se selecciona para las estructuras de paso el aislador tipo Pin sencillo ANSI 55-5 el cual tiene una distancia de fuga de 305 (mm) cumpliendo con lo calculado de 169(mm).





Fuente: Gamma Colombia

Para las estructuras de retención, se selecciona una cadena de dos aisladores de suspensión ANSI 52-1 cada aislador tiene una distancia de fuga de 180(mm) en total, por lo que la cadena tendría una distancia de fuga de 360(mm) dando cumplimiento al mínimo requerido calculado anteriormente de 169(mm).



8235 8265 8267

NÚMERO DE CATÁLOGO	8235	8265	8267
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
DISTANCIAS CRITICAS, mm			
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]
[illegible]	[illegible]	[illegible]	[illegible]

O Para las estructuras de retención en aisladores poliméricos NTC 5537 tiene una distancia de fuga de 355(mm) dando cumplimiento al mínimo requerido calculado anteriormente de 169(mm).

Aisladores de Retención y Suspensión
Horquilla - Ojo

Norma ANSI	25-15	35-15a	25-28		
Valores Mecánicos					
Carga de rotura SML (kN)	70	70	70	70	70
Carga mecánica de rotura MTL (kN)	35	35	35	35	35
Tornillo (Nom)	16	16	16	16	16
Dimensiones					
Longitud L (mm)	152	152	146	152	146
Distancia de aislamiento (mm)	114	114	111	114	108
Distancia de fuga (mm)	311	305	330	330	318
Distancia de fuga específica (mm/kV)	16	15	16	15	15
Diámetro campanas D (mm)	92	114	92	114	114
Cantidad de campanas	3	3	3	3	3
Valores Eléctricos (kV)					
Tensión nominal	15	15	28	28	28
Tensión de ensayo	45	45	110	110	110
Frecuencia industrial bajo lluvia	24	24	60	60	60
BIL	110	110	150	170	170
Radio Influencia					
Tensión de prueba (kV)	10	10	20	20	20
RIV max a 1000 kHz (µV)	100	100	100	100	100



10. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELECTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO

El propósito de la evaluación del nivel del riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si este sistema debe ser integral.

La evaluación del nivel del riesgo es el elemento más importante en el procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos y especialmente en el procedimiento de selección del nivel de protección. Por ello el método de evaluación debe ser efectivo y relativamente simple.

Para evaluar el nivel de riesgo se tienen en cuenta cuatro índices clasificando y ponderados dentro de dos características: los parámetros de los rayos y los índices que están relacionados con la estructura.

Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados para encontrar el nivel del riesgo son la densidad de descargas a tierra DDT, y la corriente pico absoluta promedio (labs) expresada en kiloamperios, asignando una mayor relevancia a la primera de estas, debido a que existe una mayor probabilidad de que una estructura se vea afectada dependiendo a la cantidad de descargas a la que está expuesta, que de la intensidad de las mismas. Por esta razón se toman proporciones de 0.7 para la DDT y 0.3 para la labs obteniendo la expresión (1). Siendo RDDT el aporte al riesgo debido a la densidad de descargas a tierra y Rlabs el aporte al riesgo ocasionado por la magnitud de la corriente pico absoluta promedio.

Los valores de labs y de DDT deben tener una probabilidad del 50% de ocurrencia, o menos, a partir de los datos multianuales. Además, se debe tomar un área de 3 km x 3 km o menos, teniendo en cuenta la exactitud de la localización y la estimación de la corriente pico de retorno del sistema de localización de rayos. Al encontrar la densidad de descargas a tierra con sistemas de localización confiables, implícitamente se considera la orografía del área, es decir, montaña, ladera, plano, etc., y la latitud.

RIESGO = 0.7RDDT + 0.3R labs

Para calcular el nivel de riesgo, utilizamos las siguientes expresiones y una tabla según normas de diseño de la EBSA, extraída de la norma NTC 4552.

La densidad de descargas a tierra la podemos calcular mediante la expresión:

DDT=0.0017 $NC^{1.56}$

Dónde:

- ✓ NC = Nivel ceráunico para la zona del proyecto es =40 (NTC4552)

✓ DDT = 3

Corriente de descarga promedio (Colombia) (KA) = 40
Radio de descarga 40 KA (m) = 110

INDICADOR DE PARÁMETROS DEL RAYO					
DENSIDAD DE DESCARGA A TIERRA			Corriente de pico absoluta promedio (KA)		
			40<=Iabs	20<=Iabs<40	Iabs<20
	RDDT	Rlabs	1	0.65	0.3
30<=DDT	1		1	0.895	0.79
15<=DDT<30	0.75		0.825	0.72	0.615
5<=DDT<15	0.5		0.65	0.545	0.44
DDT<5	0.25		0.475	0.37	0.265

Tabla 10 Indicador del parámetro del rayo.

	SEVERO
	ALTO
	MEDIO
	BAJO

POR TABLA	
RDDT=	0.25
R Iabs=	1

DE LAFORMULA (1)	
RIESGO=0.375	
NIVEL DE RIESGO	BAJO

Evaluación Del Indicador De Gravedad:

Está dado por la ecuación:

$IG = I_{uso} + IT + IAA.$

Dónde:

- ✓ IG = Indicador de gravedad
- ✓ Iuso = Subindicador relacionado con el uso de la estructura.
- ✓ IT = Subindicador relacionado con el tipo de estructura.
- ✓ IAA = Subindicador relacionado con el área y la altura de la estructura.

CLASIFICACIÓN DE LA ESTRUCTURA	EJEMPLOS DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales y prisiones.	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas.	0

Tabla 11 Subindicador relacionado con el uso de la estructura

$I_{uso} = 0$

TIPO DE ESTRUCTURA	INDICADOR
NO METÁLICA	40
MIXTA	20
METÁLICA	0

Tabla 12 Subindicador relacionado con el tipo de estructura IT

IT = 40

ALTURA Y ÁREA DE LA ESTRUCTURA.	INDICADOR
ÁREA MENOR A 900 m2	
ALTURA MENOR A 25 m	5
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20
ÁREA MAYOR A 900 m'	
ALTURA MENOR A 25 m	10
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20

Tabla 13 Subindicador relacionado con el área y altura de la estructura IAA

IAA = 5

En total el indicador de gravedad es igual:

IG = 45

RESULTADO DE LA SUMA DE LOS SUBINDICADORES DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR DE GRAVEDAD
0 A 35	LEVE
36 A 50	BAJA
51 A 65	MEDIA
66 A 80	ALTA
81 A 100	SEVERA

Tabla 14 Clasificaciones para la evaluación de riesgo

Indicador De Gravedad: LEVE

IG / NR	SEVERA	ALTA	MEDIA	BAJA	LEVE
SEVERO					
ALTO					
MEDIO					
BAJO					

ALTO

MEDIO

BAJO

Tabla 15 Matriz de niveles de Riesgos.

Según esta metodología de evaluación, el nivel de riesgo es **BAJO**, y según las normas de diseño de la EBSA, se puede asumir el riesgo o instalar protección, en este caso, se asume el riesgo.

10.1 Evaluación del nivel de riesgo.

El RETIE califica las instalaciones eléctricas como de alto riesgo, cuando estas carecen de protecciones en pro de la integridad de las personas, para evaluar el nivel de riesgo eléctrico del proyecto, se utilizó la metodología de la matriz de análisis de riesgos expuesta en el numeral 9.2.1 del RETIE; a continuación, se muestra el análisis de algunos factores de riesgo debidos a las subestaciones y a la línea y sus tablas de acciones de control.

RIESGO A EVALUAR:	por _____ (al) o (en) _____		
	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)	FUENTE (Ej. Caída de 13.8 kV)

POTENCIAL ☐	REAL ☐					FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Tabla 16 Matriz de niveles de Riesgos.

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN A TOMAR SEGÚN MATRIZ 9.4 RETIE	MEDIDAS DE DISEÑO PROPUESTAS PARA REDUCIR EL RIESGO

Ausencia de electricidad	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	El diseño ha contemplado los diferentes factores que inciden sobre este caso, como la distancia de las luminarias, la carga demandada por cada una, por este motivo se ha planteado el uso de cable Trenzado XLPE No.2 ya que representa un factor de seguridad para la regulación de tensión, además se han dispuesto cortacircuitos en las estructuras de arranque, y en la red de baja tensión aguas abajo del transformador para proteger la red y para evitar que una falla localizada en un ramal, saque toda la red de servicio.
Arco eléctrico	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Únicamente personal capacitado y autorizado podrá instalar e intervenir las redes de media y baja tensión diseñadas para este proyecto.
Contacto directo e indirecto con partes energizadas	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Las redes deben quedar fuera del alcance de cualquier persona, y deberá efectuarse mantenimiento a las redes para evitar que los árboles hagan contacto con la red, adicionalmente el tratamiento de suelo con favigel, y el diseño de la puesta a tierra brinda la protección necesaria según se contempla en el numeral 4.6.
Rayos	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se plantea usar un sistema de apantallamiento basados en la norma NTC 4552 cumpliendo con los criterios de diseño eléctrico de ENERCA.
Sobretensiones	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán descargadores de sobretensión para cada transformador.

Sobrecargas	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Para evitar la sobrecarga de los transformadores, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros: Demanda máxima diversificada.
Cortocircuitos	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán cortacircuitos de 15 kV, 10 kA, 100 A, con fusibles de 15 kV tipo H. Como protección para cada transformador.
Tensiones de paso	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se tomaron lecturas de resistividad en los diferentes sectores del proyecto para determinar el diseño de la puesta atierra planteado en el numeral 3.8., el cual descargará la energía de paso que resulte en el sistema por energía residual proveniente de diferentes fallas a tierra, rayos o fallas de aislamiento.
Tensión de contacto	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	

Tabla 17 Medidas para reducir el riesgo

Para el proyecto en particular el riesgo en personas, económico, ambiental y en la imagen de la empresa es **BAJO.**

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. En la Tabla 1.5.1.3. a. Factores de riesgos eléctricos más comunes del reglamento técnico de instalaciones eléctricas, se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección:

10.2 ARCOS ELECTRICOS



ARCOS ELECTRICOS

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

Figura 8 Factores de riesgos Arcos Eléctricos.

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Arcos eléctricos	Consecuencia Z Frecuencia D RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Únicamente personal capacitado y autorizado podrá instalar e intervenir las redes de media y baja tensión diseñadas para este proyecto.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por	ARCO ELECTRICO	(al) o (en)	TRANSFORMADOR
	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)		FUENTE (Ej. Celda de 13.8 kV)

POTENCIAL [X] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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	[X]	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Tabla 18 Análisis de riesgos Arco Eléctrico

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es la utilización de equipo de protección personal, como guantes dieléctricos, botas dieléctricas, ropa de algodón y overoles de tela ignifuga, máscaras de acrílico para evitar el arco eléctrico, aunque la mejor forma de prevenir los accidentes por arco eléctrico es la planeación, ya que se puede programar el corte del suministro de energía por parte del personal de mantenimiento o el operador de red para el caso de la red de media tensión, realizando corte visible en el totalizador principal o utilizando seccionadores bajo carga.

10.3 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD



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.

Figura 9 Ausencia de electricidad

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Equipo defectuoso	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Seguimiento administrativo a los mantenimientos de equipos y estado de estos antes de entrar en funcionamiento.

RIESGO A EVALUAR:	CORTE DE ENERGIA	por	AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (alt o ten)	RED MT
	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	FUENTE (E. Caida de 13.8 KV)

POTENCIAL [ ] REAL [X]

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en TRANSFORMADOR	Sucede varias veces al año	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 temporal (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 10 Análisis Factores de Ausencia de electricidad

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	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?

El resultado del análisis arroja que es un riesgo BAJO, por tal motivo la manera de mitigarlo es la instalación de un equipo de suplencia de energía alternativo, sea un equipo electrógeno, instalación de UPS en los circuitos esenciales, este riesgo se aumenta en el caso de los hospitales donde se debe garantizar la ininterrupción del servicio por existir el peligro de arriesgar la vida de las personas que estén dependiendo de equipos eléctricos, pero en el caso de nuestro proyecto no existe este riesgo por ser alumbrado público.

10.4 CONTACTO DIRECTO



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.

Figura 11 Factores de riesgos Contacto Directo e Indirecto

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Contacto directo e indirecto con partes energizadas	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Las redes deben quedar fuera del alcance de cualquier persona, y deberá efectuarse mantenimiento a las redes para evitar que los árboles hagan contacto con la red, adicionalmente el tratamiento de suelo con tierra negra, y el diseño de la puesta a tierra brinda la protección necesaria según se contempla en el numeral 4.6.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA	por	CONTACTO DIRECTO	(al) o (en)	GRUPO DE MEDIDA
	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)		FUENTE (E. Celda de 13.8 kV)

POTENCIAL [ ] REAL [X]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 (1 día 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: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Tabla 19 Análisis. Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es que la manipulación de este punto de la instalación debe ser realizada personal idóneo y con entrenamiento en electricidad, ya sea personal del operador de red o un profesional calificado en trabajos con electricidad, se debe hacer un corte visible en el totalizador ubicado en la caja, de ser necesario se debe solicitar un corte de media tensión con el operador de red en caso de requerir hacer mantenimiento a la acometida del transformador hasta el tablero de medida, se

debe utilizar en la instalación en baja tensión conductores con aislamiento y no tener la caja abierta para no exponer partes activas al público en general, debe permanecer cerrada, se debe cerciorar por parte del personal la ausencia de tensión mediante equipos especializados, sistema puesta a tierra.

10.5 CONTACTO INDIRECTO



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.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION (EVENTO O EFECTO) (E. Quemaduras)	por	CONTACTO INDIRECTO (FACTOR DE RIESGO) (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	(at) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION (FUENTE) (E. Caida de 13.8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☒

CONSECUENCIAS	Personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 (1-3 días)~~	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: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 12 Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es establecer un programa de mantenimiento de los equipos instalados en el proyecto para comprobar las conexiones al sistema puesta a tierra evitando corrientes de retorno que afecten a las personas que toquen las partes metálicas expuestas del tablero de distribución, el tablero debe ser certificado garantizando que los materiales aislantes cumplen con los requerimientos de seguridad, el sistema puesta a tierra debe garantizar los valores mínimos de resistencia para generar un camino de fácil acceso para las corrientes de fuga

10.6 CORTOCIRCUITO



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.

RIESGO A EVALUAR:	MUERTE (EVENTO O EFECTO) (E. Quemaduras)	por	CORTOCIRCUITO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA)) (E. Arco eléctrico)	(de) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION (FUENTE) (E. Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL [ ] REAL [X]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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	[X]	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

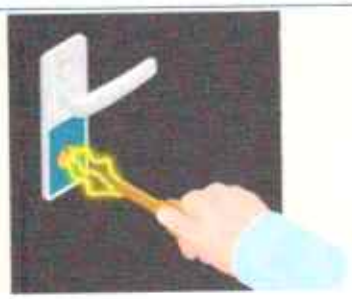
Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 13 Factores de riesgos Corto circuito

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	ALTO	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el 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.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo ALTO, por tal motivo la manera de mitigarlo y minimizarlo es el óptimo mantenimiento a las partes activas del tablero al igual que la continua vigilancia del deterioro del aislamiento, como siempre, el énfasis en insistir en la manipulación de las instalaciones debe ser realizado por personal idóneo y utilizando los elementos de protección personal.

10.7 ELECTRICIDAD ESTÁTICA



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.

RIESGO A EVALUAR:	DESCARGA (Quemaduras)	por	ELECTRICIDAD ESTATICA (Arco eléctrico)	(ab o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION (Celda de 13,8 kV)
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL ☐ REAL ☒

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	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 Personal (afecta rendimiento laboral)~~	~~Daños leves. No interrupción~~	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	~~BAJO~~	BAJO	MEDIO

Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 14 Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MUY BAJO	Vigilar posibles cambios	o afecta la secuencia de las actividades.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MUY BAJO, por tal motivo la manera de mitigarlo es tener un sistema de puesta a tierra con todas las partes metálicas conectadas firmemente, no causa efectos que dañen la salud, sin embargo, en ciertos casos puede generar adormecimiento de la parte expuesta en la persona, existen en el mercado productor supresores de este tipo de electricidad se puede pensar en la instalación de uno de estos equipos en el tablero de distribución.

10.8 EQUIPO DEFECTUOSO



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 tecnicas, caracterización del entorno electromagnético.

RIESGO A EVALUAR:	QUEMADURA (EVENTO O EFECTO)	por	EQUIPO DEFECTUOSO (FACTOR DE RIESGO (CAUSA))	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION (FUENTE)
	(E. Quemaduras)		(R. Arco eléctrico)		(E. Celda de 13.8 kV)

POTENCIAL ☐	REAL ☒					FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (+1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	~~Daño sin mayor 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: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 15 Factores de riesgos Equipo Defectuoso

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	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?

El resultado del análisis arroja que es un riesgo BAJO, se debe garantizar que los equipos utilizados como transformador, tablero de distribución, breaker y demás equipos eléctricos deben ser de excelente calidad, certificados y nuevos para minimizar las fallas de estos equipos.

10.9 RAYOS

	**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.

RIESGO A EVALUAR:	EXPLOSION	por:	RAYOS	(at) o (en):	TRANSFORMADOR
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(S: Quemaduras)		(E: Arco eléctrico)		(E: Caida de 13.8 kV)

POTENCIAL: ☐	REAL: ☒					FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Daños graves	Daño grave en infraestructura, interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños moderados en la Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (+1 día)	Daños leves, 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

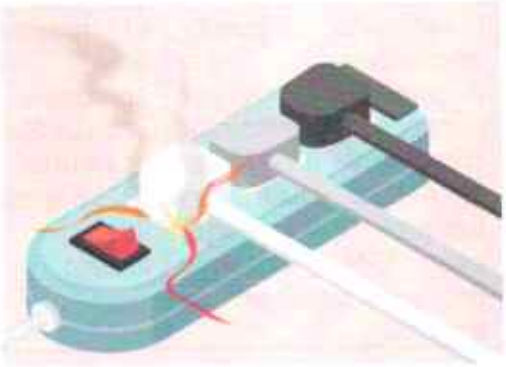
Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 16 Factores de riesgos Rayos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MEDIO, para minimizar los efectos de este riesgo se debe hacer un apantallamiento mediante punta captoras y bajantes de alambrón, sin embargo, según el análisis contra descargas atmosféricas da como resultado que no aplica la implementación de un sistema de apantallamiento, se debe instalar DPS en la estructura del transformador y realizar una óptima coordinación de protecciones para evitar daños en equipos y en especial a personas y animales.

10.10 SOBRECARGA



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.

RIESGO A EVALUAR:	INCENDIO	por	SOBRECARGA	(al) o (en)	TABLERO DE DISTRIBUCION
	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)		FUENTE (Ej. Caida de 13.8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☒

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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

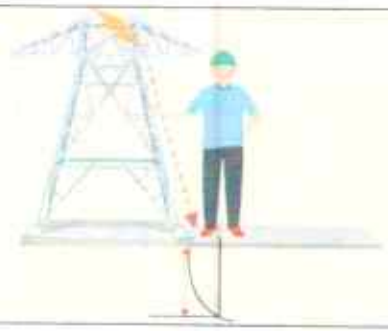
Evaluador: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 17 Factores de riesgos Sobrecarga

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	ALTO	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el 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.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo ALTO, para este riesgo se hace énfasis en que la instalación proyectada debe ser construida con los interruptores adecuados, conductores, fusibles y demás elementos adecuados técnicamente seleccionados en el presente diseño.

10.11 TENSION DE CONTACTO



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.

RIESGO A EVALUAR:	ELECTROCUCION	por	TENSION DE CONTACTO	(al) o (en)	GRUPO DE MEDIDA
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE
	(Ej: Quemaduras)		(Ej: Arco eléctrico)		(Ej: Celda de 13,8 KV)

POTENCIAL [ ] REAL [X]

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	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: CARLOS ENRIQUE BARON ALBARRACIN MP: SN205-188838 Fecha: 26/06/2026

Figura 18 Factores de riesgos Tensión de contacto

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MEDIO, para mitigar este riesgo se cuenta con un aterrizaje de todas las partes activas y metálicas de la instalación de la malla puesta a tierra, de igual manera se recuerda que como se vio líneas arriba, el personal que manipule la instalación debe ser idóneo y contar con los elementos de protección personal para evitar descargas que pueden causar hasta la muerte de la persona.

11. ANALISIS DE NIVEL TENSION REQUERIDO

El nivel de tensión del proyecto en media tensión 13.2 kV para el cual se cuentan con las redes existentes del operador de red y desde las cuales se proyecta la construcción de la red faltante para alimentar los transformadores, para el alumbrado público el nivel de tensión es de 480/240 V, la cual es la tensión estandarizada para el municipio de Yopal por parte del operador

12. CALCULOS DE CAMPO ELECTROMAGENETICOS

NO APLICA
De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Resolución 90708 de 2013 y actualizaciones 2024), La obligación de realizar evaluaciones de exposiciones a campos electromagnéticos (CEM) aplica a instalaciones de transmisión y distribución en media y alta tensión, cuando se superan ciertos niveles de tensión y configuración de líneas aéreas.

El Anexo General del RETIE, numeral 23.7 – "Campos Electromagnéticos", establece que:

- El análisis de campos electromagnéticos se exige para líneas de transmisión y de distribución con tensiones nominales iguales o superiores a 57.5 Kv, en cumplimiento de los límites de exposición fijados por la ICNIRP (International Commission on Non- Ionizing Radiation Protection) y la OMS.

- Para tensiones menores a 57.5 kV, no se requiere la presentación de estudios de CEM, siempre y cuando se garantice el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE (Tabla 3.10.1ª, 3.10.2 y 11.1) y en la NTC 2050 respecto a edificaciones, zonas de tránsito peatonal y vehicular.

13. CALCULOS DE TRANSFORMADORES

ENERCA S.A ESP, para todos los efectos acepta y adopta las "Especificaciones Técnicas Unificadas para transformadores de Distribución" del sector eléctrico últimas versiones vigentes, lo mismo que las normas NTC vigentes y en sus últimas versiones.

- T1: Se proyecta la instalación de una red de media tensión con una longitud aproximada de ciento ochenta (180) metros, para lo cual se requiere la instalación de un (1) poste de apoyo que permita llevar el suministro eléctrico hasta el transformador correspondiente. Dicha red operará en el nivel de tensión de 13,8/13,2 kV, con una distancia de seguridad de tres (3) metros por debajo de los conductores del circuito inferior existente, en cumplimiento de las distancias minimas de seguridad establecidas en la normativa técnica vigente

- T2: Se proyecta la instalación de una red de media tensión con una longitud aproximada de diez (10) metros para la conexión al transformador correspondiente. Dicha red operará

en el nivel de tensión de 13,8/13,2 kV, manteniéndose a una distancia mínima de seguridad de tres (3) metros por debajo de los conductores del circuito inferior existente, en cumplimiento de las distancias establecidas en la normativa técnica vigente.

- T3: Se proyecta la instalación de una red de media tensión con una longitud aproximada de diez y siete (17) metros para la conexión al transformador correspondiente. Dicha red operará en el nivel de tensión de 13,8/13,2 kV, manteniéndose a una distancia mínima de seguridad de tres (3) metros por debajo de los conductores del circuito inferior existente, en cumplimiento de las distancias establecidas en la normativa técnica vigente.

La selección de los transformadores se realizó con base en la demanda máxima calculada total que fue de 6.05 kVA para el sistema de alumbrado público que queda en la via tacarimena, en el sector de la callejuela 4. Para garantizar la confiabilidad del servicio, se proyecta la instalación de tres (3) transformadores monofásico tipo poste de 5 kVA por todo lo largo de la via, con tensión primaria de 13,200 V y secundaria de 240/480 V, cumpliendo con lo establecido en el RETIE y en las normas técnicas aplicables.

T1

AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE				
ANEXO CALCULO ECONOMICO DEL CONDUCTOR RED BT T1				
CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR No. 1 AP				
			CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR	
N de circuito	1	2	Tasa de Crecimiento	1
	R	S	Años de proyección	8
Luminaria	23	25	Factor de proyección (1+%/100)	1,01
Potencia	1150	1250	Pérdidas del núcleo, 4% (kVA)	0,2
I nominal	5,227272727	5,68181818	Factor de proyección (1+%/100)^n	1,082856706
I conductor	6,534090909	7,10227273	Carga Total (kVA)	2,4
F.D com			Carga Total Proyectada (kVA)	2,4
			Transformador Seleccionado (kVA)	5
Dmax (KVA)	2,4		Cargabilidad	48%

Tabla 20 Calculo de cargas transformadores

T2

AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE				
ANEXO CALCULO ECONOMICO DEL CONDUCTOR RED BT T2				
CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR No. 1 AP				
			CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR	
N de circuito	1	2	Tasa de Crecimiento	1
	R	S	Años de proyección	8
Luminaria	14	22	Factor de proyección (1+%/100)	1,01
Potencia	700	1100	Pérdidas del nucleo, 4% (kVA)	0,2
I nominal	3,181818182	5	Factor de proyección (1+%/100)^n	1,082856706
I conductor	3,977272727	6,25	Carga Total (kVA)	1,8
F.D com			Carga Total Proyectada (kVA)	1,8
			Transformador Seleccionado (kVA)	5
Dmax (KVA)	1,8		Cargabilidad	36%

Tabla 21 Calculo de cargas transformadores

T3

AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE				
ANEXO CALCULO ECONOMICO DEL CONDUCTOR RED BT T3				
CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR No. 1 AP				
			CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR	
N de circuito	1	2	Tasa de Crecimiento	1
	R	S	Años de proyección	8
Luminaria	15	22	Factor de proyección (1+%/100)	1,01
Potencia	750	1100	Pérdidas del núcleo, 4% (kVA)	0,2
I nominal	3,409090909	5	Factor de proyección (1+%/100)^n	1,082856706
I conductor	4,261363636	6,25	Carga Total (kVA)	1,85
F.D com			Carga Total Proyectada (kVA)	1,85
			Transformador Seleccionado (kVA)	5
Dmax (KVA)	1,85		Cargabilidad	37%

Tabla 22 Calculo de cargas transformadores

14. CALCULOS DEL SISTEMA PUESTA TIERRA

El diseño del SPT debe enfocarse en el control efectivo de las tensiones de paso y contacto. Aunque la resistencia de puesta a tierra es un parámetro de referencia que ayuda a limitar la elevación de potencial de tierra (Ground Potential Rise – GPR), este valor por sí solo no garantiza la seguridad. Es obligatorio que las distintas puestas a tierra de un mismo edificio, como las de protección contra rayos, potencia y equipos electrónicos, se interconecten entre sí para asegurar la equipotencialidad. Por esta razón, no se permiten sistemas de puesta a tierra "aislados" dentro de una misma edificación.

Los sistemas eléctricos deben conectarse a tierra conforme al esquema de conexión a tierra adoptado (TN, TT, IT), siguiendo las directrices de la NTC 2050/IEC 60364 y las exigencias del operador de red. Asimismo, se deben instalar conductores de protección que acompañen a los conductores activos en todo su recorrido, asegurando que en caso de una falla a tierra, los dispositivos de protección actúen oportunamente. Cuando corresponda, el neutro del sistema también deberá conectarse a tierra según lo determine el esquema y la normatividad aplicable.

Como guía, pueden tomarse los valores de la Tabla 15.4 del RETIE, que establece los siguientes límites de referencia: para estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda, 20 Ω; para subestaciones de alta y extra alta tensión, 1 Ω; para subestaciones de media tensión, 10 Ω; para sistemas de protección contra rayos, 10 Ω; para el punto neutro de acometida en baja tensión, 25 Ω; y para redes que alimentan equipos electrónicos o sensibles, 10 Ω. Sin embargo, el cumplimiento de estos valores no exonera la obligación de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas permanezcan por debajo de los umbrales seguros para el ser humano.

Antes de la puesta en servicio de la instalación y durante las labores de mantenimiento, es indispensable realizar mediciones de resistividad del terreno mediante métodos reconocidos como el de Wenner, así como mediciones de resistencia del SPT por métodos como la caída de potencial. Adicionalmente, se deben evaluar las tensiones de paso y contacto en los puntos accesibles a las personas, dejando constancia escrita del método empleado y la norma de referencia aplicada. Estos registros permiten comprobar la eficacia del sistema y garantizar la seguridad a lo largo de la vida útil de la instalación.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.
Estructuras y torrecilla 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

Tabla 23 Valores de referencia para resistencia de puesta tierra.

Por estas razones, se recomienda que se realicen las instalaciones de puesta tierra por que la corriente siempre busca el camino mas facil por donde pasar, al llegar a tierra se disipa por esta, ya que el terreno presenta una resistividad muy baja.

El bojetivo de un sistema a puesta tierra es:

- ✓ Brindar seguridad a las personas
- ✓ Proteger las instalaciones, equipos y bienes en general, al facilitar y garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección
- ✓ Establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de operación.
- ✓ Mejorar calidad del servicio
- ✓ Disipar la corriente asociada a descargas atmosféricas y limitar las sobre tensiones generadas.
- ✓ Dispersar las cargas estáticas a tierra.

Para cumplir con lo estipulado en el Reglamento Técnico RETIE se realizará el cálculo de los sistemas de puesta a tierra que garanticen el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para Subestaciones de media tensión de 10 Ohm. Iniciando en los parámetros de diseño del SPT de la subestación. En la tabla 250.66 NTC 2050, establece el tamaño mínimo del conductor del electrodo de puesta a tierra basándose en el tamaño de los conductores de la acometida o del alimentador. Para este caso en todos los transformadores el calibre del alimentador es 2 en aluminio Para efectos de la presente norma, los electrodos de puesta a tierra, deben cumplir los requisitos:

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, flejes, alambres o cables desnudos.
b. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.

c. Los electrodos deben cumplir las dimensiones y valores de la tabla
d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2.4 m de longitud

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm²	Espesor mm	Recubrimiento µm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodo depositado de cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2.000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre zincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250.000	1,5	
	Acero inoxidable		360.000	6	

Tabla 24 Valores de referencia para los electrodos de puesta tierra

Al realizar el estudio de resistividad aparente de terreno de la obra en mención, se presentan las siguientes generalidades.

14.1. Condiciones generales del terreno.

Para cumplir con lo estipulado en el Reglamento Técnico RETIE se realizará el cálculo de los sistemas de puesta a tierra que garanticen el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para Subestaciones de media tensión de 10 Ohm.

-Parámetros:
Valor de la resistencia de puesta tierra Rg

$$Rg \leq 10\,\Omega$$

Corriente de falla, se llama la corriente de falla asumida es la indicada en la disponibilidad de servicio para la subestación en calculo:

$$Ig \leq 1.87\,kA$$

Tiempo máximo de duración de la falla:

$$t = 0.15\,ms$$

Resistividad del terreno: se adjunta el documento en anexo MEDICION DEL TERRENO DEL SECTOR DE LA CALLEJUELA 4

14.2. Diseño de malla del SPT para los transformadores de 5 KVA

Resistividad del terreno T1 de 5 KVA

Se adjunta al presente documento, el informe de resistividad por el transformador, la cual se detalla la medición de resistividad de terreno realizada, y se evidencia la siguiente información:

DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS		RESISTENCIA MEDIDA (ΩM)	
1	m	1.135,4	Ω-m
2	m	703.9	Ω-m
3	m	857.0	Ω-m
4	m	786.6	Ω-m

Numeral 3.5 de la norma IEEE-80:

Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

- El uso de bentonita, arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo,

estable y tiene una resistividad de 2.5 Ω-m al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica

- El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas
- El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
- Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.
- Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90 Ω-m, pero facilita la corrosión.

Para el presente proyecto considerando la información ya presentada, se establece el tratamiento del suelo con hidrosolta y/o bentonita, que, mediante propiedades capacitivas, permite que los sistemas de puesta a tierra en terrenos con resistividades muy altas funcionen correctamente, por un lado, puede absorber la humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad – aproximadamente 5 ohm – metro y no es corrosiva, con la ayuda de este tratamiento de suelo se puede considerar un descenso de la resistividad del terreno hasta en un 90%, por lo cual para el análisis y simulación de cálculos eléctricos de la malla del sistema de puesta a tierra se utilizó el sotfware Electrical Power System Analysis Software (ETAP).

Se consideran los siguientes datos de entrada:

La resistividad del terreno considerando el mejoramiento y tratamiento del suelo para bajar su valor hasta en un 90%.

Profundidad de enterramiento de la malla:

h= 0.3 m

Electrodos:

lr= 2.4 m.	longitud varilla
N= 5	Numero de varillas en la malla
rv= 0.00794	Radio de la varilla de acero inoxidable

Tipo de unión: Soldadura exotérmica o con conector certificado de alta duración.

Temperatura ambiente:

Ta = 40°C

Como se explicó y se indicó en el presente documento, mediante la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000, se realiza el cálculo para la malla del sistema de puesta a tierra requerida para esta subestación en particular considerando los siguientes parámetros de entrada.

Para el diseño de la malla de puesta tierra del proyecto. Para el cálculo de la malla se usó el método establecido en el IEEE80 por medio del software ETAP, modelando la malla para la subestación del proyecto.

Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

a) Corriente de falla a tierra: (suministrada por ENERCA) = 0.45 KA
b) Resistividad relleno superficial de la malla: 1135 ohm-m
c) Profundidad relleno superficial de la malla: 1.313 m
d) Tiempo de duración de la falla: 150 ms
e) Peso de una persona 70 kg
f) Tipo de conductor de la malla: Acero inoxidable No. 2/0 AWG
g) Longitud total del conductor de la malla: 30 m
h) Tipo de varilla seleccionada: Varilla de Acero inoxidable de 5/8" x 2,44 m
i) Cantidad de suelo artificial por varillas: 1x1= 5 bultos
j) Configuración de la malla: LINEAL
k) Aplicación de graba alrededor del poste en un radio de 1.5 m y 0.3 m de espesor.

***Nota.** Se realiza todo el diseño de la malla en acero inoxidable de alta resistencia, por la seguridad de mantenerla en el tiempo y se evite es hurto de la misma.

Modelamiento en ETAP:



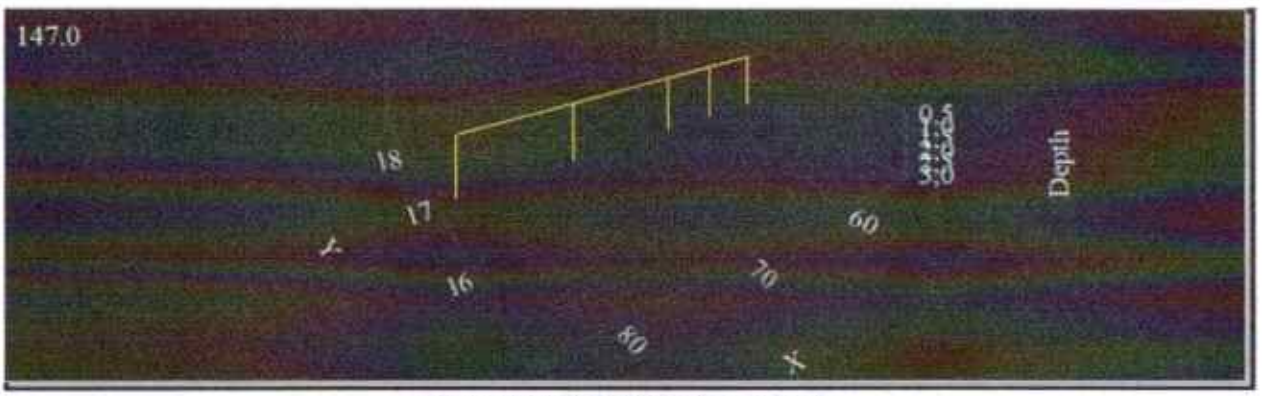


Figura 19 Malla de 30 lineal y 5 electrodos

Resistividad del terreno T2 de 5 KVA

Se adjunta al presente documento, el informe de resistividad por el transformador, la cual se detalla la medición de resistividad de terreno realizada, y se evidencia la siguiente información:

DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS		RESISTENCIA MEDIDA (ΩM)	
1	m	1.314	Ω-m
2	m	518.2	Ω-m
3	m	1050.0	Ω-m
4	m	717.5	Ω-m

Numeral 3.5 de la norma IEEE-80:

Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

- El uso de bentonita, arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2.5 Ω-m al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica
- El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas
- El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
- Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.
- Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90 Ω-m, pero facilita la corrosión.

Para el presente proyecto considerando la información ya presentada, se establece el tratamiento del suelo con hidrosolta y/o bentonita, que, mediante propiedades capacitivas, permite que los sistemas de puesta a tierra en terrenos con resistividades muy altas funcionen correctamente, por un lado, puede absorber la humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad – aproximadamente 5 ohm – metro y no es corrosiva, con la ayuda de este tratamiento de suelo se puede considerar un descenso de la resistividad del terreno hasta en un 90%, por lo cual para el análisis y simulación de cálculos eléctricos de la malla del sistema de puesta a tierra se utilizó el sotfware Electrical Power System Analysis Software (ETAP).

Se consideran los siguientes datos de entrada:

La resistividad del terreno considerando el mejoramiento y tratamiento del suelo para bajar su valor hasta en un 90%.

Profundidad de enterramiento de la malla:

h= 0.3 m

Electrodos:

lr= 2.4 m.	longitud varilla
N= 5	Numero de varillas en la malla
rv= 0.00794	Radio de la varilla de acero inoxidable

Tipo de unión: Soldadura exotérmica o con conector certificado de alta duración.

Temperatura ambiente:

Ta = 40°C

Como se explicó y se indicó en el presente documento, mediante la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000, se realiza el cálculo para la malla del sistema de puesta a tierra requerida para esta subestación en particular considerando los siguientes parámetros de entrada.

Para el diseño de la malla de puesta tierra del proyecto. Para el cálculo de la malla se usó el método establecido en el IEEE80 por medio del software ETAP, modelando la malla para la subestación del proyecto.

Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

l) Corriente de falla a tierra: (suministrada por ENERCA) = 0.47 KA
m) Resistividad relleno superficial de la malla: 1314 ohm-m
n) Profundidad relleno superficial de la malla: 717 m
o) Tiempo de duración de la falla: 150 ms
p) Peso de una persona 70 kg
q) Tipo de conductor de la malla: Acero inoxidable No. 2/0 AWG
r) Longitud total del conductor de la malla: 30 m
s) Tipo de varilla seleccionada: Varilla de Acero inoxidable de 5/8" x 2,44 m
t) Cantidad de suelo artificial por varillas: 1x1= 5 bultos
u) Configuración de la malla: LINEAL
v) Aplicación de graba alrededor del poste en un radio de 1.5 m y 0.3 m de espesor.

***Nota.** Se realiza todo el diseño de la malla en acero inoxidable de alta resistencia, por la seguridad de mantenerla en el tiempo y se evite es hurto de la misma.

Modelamiento en ETAP:



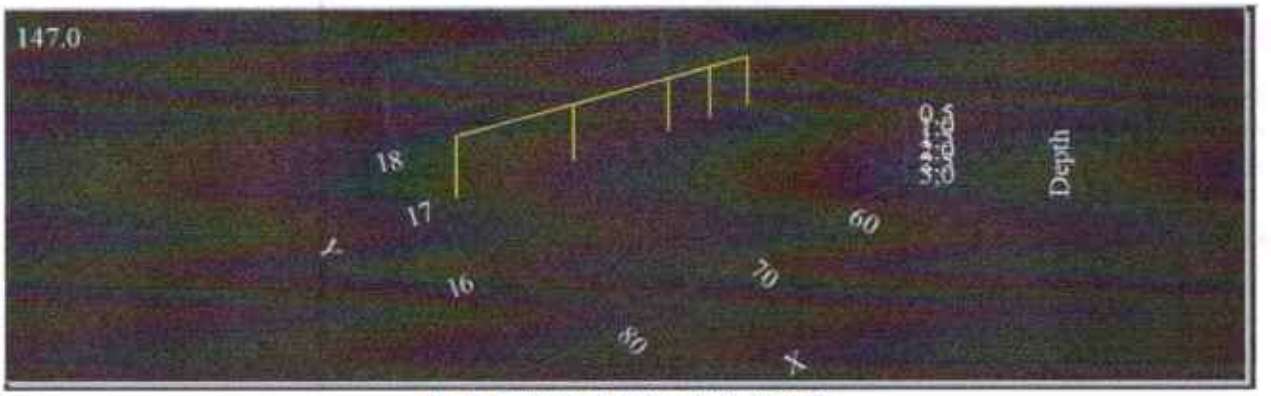


Figura 20 Malla de 30 lineal y 5 electrodos

Resistividad del terreno T3 de 5 KVA

Se adjunta al presente documento, el informe de resistividad por el transformador, la cual se detalla la medición de resistividad de terreno realizada, y se evidencia la siguiente información:

DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS		RESISTENCIA MEDIDA (ΩM)	
1	m	10.020	Ω-m
2	m	22.760	Ω-m
3	m	12.790	Ω-m
4	m	4.247	Ω-m

Numeral 3.5 de la norma IEEE-80:

Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

- El uso de bentonita, arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2.5 Ω-m al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica
- El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas
- El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
- Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.
- Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90 Ω-m, pero facilita la corrosión.

Para el presente proyecto considerando la información ya presentada, se establece el tratamiento del suelo con hidrosolta y/o bentonita, que, mediante propiedades capacitivas, permite que los sistemas de puesta a tierra en terrenos con resistividades muy altas funcionen correctamente, por un lado, puede absorber la humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad – aproximadamente 5 ohm – metro y no es corrosiva, con la ayuda de este tratamiento de suelo se puede considerar un descenso de la resistividad del terreno hasta en un 90%, por lo cual para el análisis y simulación de cálculos eléctricos de la malla del sistema de puesta a tierra se utilizó el sotfware Electrical Power System Analysis Software (ETAP).

Se consideran los siguientes datos de entrada:

La resistividad del terreno considerando el mejoramiento y tratamiento del suelo para bajar su valor hasta en un 90%.

Profundidad de enterramiento de la malla:

h= 0.3 m

Electrodos:

lr= 2.4 m.	longitud varilla
N= 7	Numero de varillas en la malla
rv= 0.00794	Radio de la varilla de acero inoxidable

Tipo de unión: Soldadura exotérmica o con conector certificado de alta duración.

Temperatura ambiente:

Ta = 40°C

Como se explicó y se indicó en el presente documento, mediante la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000, se realiza el cálculo para la malla del sistema de puesta a tierra requerida para esta subestación en particular considerando los siguientes parámetros de entrada.

Para el diseño de la malla de puesta tierra del proyecto. Para el cálculo de la malla se usó el método establecido en el IEEE80 por medio del software ETAP, modelando la malla para la subestación del proyecto.

Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

- Corriente de falla a tierra: (suministrada por ENERCA) = 0.55 KA
- Resistividad relleno superficial de la malla: 10020 ohm-m
- Profundidad relleno superficial de la malla: 4247 m
- Tiempo de duración de la falla: 150 ms
- Peso de una persona 70 kg
- Tipo de conductor de la malla: Acero inoxidable No. 2/0 AWG
- Longitud total del conductor de la malla: 50 m
- Tipo de varilla seleccionada: Varilla de Acero inoxidable de 5/8" x 2,44 m
- Cantidad de suelo artificial por varillas: 1x1= 5 bultos
- Configuración de la malla: LINEAL
- Aplicación de graba alrededor del poste en un radio de 1.5 m y 0.3 m de espesor.

***Nota.** Se realiza todo el diseño de la malla en acero inoxidable de alta resistencia, por la seguridad de mantenerla en el tiempo y se evite es hurto de la misma.

Modelamiento en ETAP:



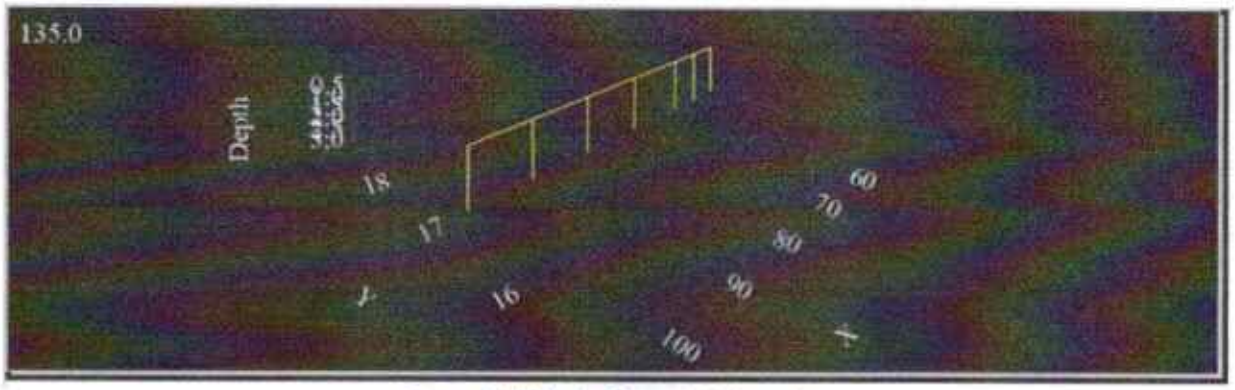


Figura 21 Malla de 50 lineal y 5 electrodos

15. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES

El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Dichas perdidas se calculan mediante la ecuación.

$$E = R * I^2max * \Delta t$$

Donde:
E= Es la energía disipada por el conductor.
R= Es la resistencia propia del conductor.
Imax= Es la corriente máxima que pasará por el conductor.
Δt= Es el intervalo de tiempo.

$R = \rho * l * S$
Donde ρ es la resistividad eléctrica del material conductor [Ωm], l es la longitud del circuito [m] y S es la sección transversal del conductor en $[mm^2]$.

Sustituyendo

$$R = \rho * \frac{l}{S} * I^2max * \Delta$$

El cálculo económico se realizará para periodos de un (1) hora, en un tramo que aplican al proyecto, en uno de los circuitos de M.T hasta el transformador. Finalmente, con la ecuación siguiente se obtiene la perdida en $ por día.

Perdida en $ por día=24xEx$W

Donde $W es el valor en pesos de cada Wh

Nota: se encuentra como anexo el cálculo económico del conductor para redes de BT y MT.

se puede evidenciar que, para las redes de MT, el uso del conductor calibre 2/0 AWG, representa un costo inicial del proyecto, y no se recupera la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, por lo tanto, es más viable económicamente el uso de calibre No. 2 AWG.

Se puede evidenciar que, para las rede de BT del transformador T1 es de uso exclusivo de Alumbrado Público, el uso del conductor calibre 1/0 AWG, representa un costo inicial del proyecto, y no se recupera la inversión a lo largo de la vida útil del a instalación, por lo tanto, es más viable económicamente el uso de cable calibre No. 2 AWG.

16. VERIFICACION DE CONDUCTORES

En el diseño de la red de media tensión se seleccionó un cable ecológico calibre No. 2, garantizando una conducción segura y acorde con los lineamientos del RETIE 2024. Aunque este reglamento se enfoca principalmente en puesta a tierra y protección, exige que los conductores soporten las corrientes de falla dentro de los tiempos de despeje establecidos, manteniendo la integridad del aislamiento y la seguridad del usuario.

Para la red de baja tensión se adoptó un conductor trenzado en aluminio, dimensionado según su capacidad de corriente y comportamiento térmico ante sobrecorrientes o cortocircuitos, en cumplimiento del principio de coordinación entre protecciones y conductores señalado en el Libro 3 del RETIE 2024.

El sistema de puesta a tierra respeta la configuración TN-C-S, prohibiéndose el régimen TN-C conforme lo establece el reglamento, garantizando la adecuada separación entre neutro y protección.

Los materiales utilizados —cable ecológico en media tensión y aluminio en baja tensión— cumplen criterios de seguridad y sostenibilidad, alineados con las directrices ambientales y técnicas del RETIE 2024. Asimismo, las protecciones automáticas se seleccionan y coordinan para despejar fallas en tiempos seguros y selectivos, preservando la integridad de los conductores y la continuidad del servicio

De esta manera, la instalación cumple con los objetivos de seguridad, confiabilidad y adecuación técnica definidos por la Resolución 40117 de 2024, asegurando que la corriente máxima admisible ante un cortocircuito para un tiempo t se evalúe mediante la expresión correspondiente.

$$Isc = A * K \frac{\sqrt{Log \frac{T2 + L}{T1 + L}}}{t}$$

Isc = corriente máxima de cortocircuito admisible (A)
A = sección del conductor (mm2)
t= tiempo de despeje del corto (s) 0.15 s
k= constante de la materia
T1= Temperatura de operación 90 en °C
T2= Temperatura admisible durante el corto
L= Constante del material: para Aluminio: 228

Realizando los cálculos para la acometida se obtiene que el conductor puede soportar la corriente de cortocircuito de la red.

CALCULO DE VERIFICACION DE CONDUCTORES									
DESCRIPCION		CONDUCTOR			DUCTO				
		MATERIAL	CALIBRE	SECCION CALIBRE mm2	T1	T2	K	L	Isc (KA)
ARRNAQUE	TRAFO	Aluminio ACSR-XLPE	No 2 AWG	33,6	90	250	148	228	8,2
TRAFO	RED BT AP	Cable AL-XLPE	2x35mm2 + 1x35mm2	33,6	90	250	226	228	12,52

Con base en la aplicación de la ecuación térmica completa establecida en la norma IEC 60949, y considerando las propiedades del conductor ecológico calibre No. 2 AWG con aislamiento XLPE y las redes de baja tensión se determina que la corriente máxima de cortocircuito que el conductor puede soportar durante un tiempo de despeje de 0.15 segundos es aproximadamente **8.20 kA** para media tensión, soportando la corriente de falla de la red operadora. Al mismo tiempo para baja tensión también tiene cumplimiento hasta **12.52 KA**.

Siendo la regulación la principal limitante en la selección del conductor, prima el comportamiento físico en estos, por ello el nivel de temperatura del medio ambiente y la cantidad de corriente que transmitirá este conlleva a una deformación física del mismo y de perdidas en su conductividad.

La selección del conductor debe ser resultado de una comparación entre una gama preseleccionada de conductores. Los criterios para esta comparación son:

- No se debe pasar el límite térmico.
- No exceder el límite de regulación.
- El porcentaje de pérdidas de potencia debe estar dentro de los parámetros permisibles.

El tipo de conductor a utilizar en el diseño de las redes de media tensión y baja tensión de este proyecto es cable XLPE No. 2 AWG y cable THHN No 12

- **Capacidad amperimétrica para la red Baja Tensión T1, T2 Y T3; 5 KVA**

Se calculó la corriente que se transmitirá por la red de baja tension así:

$$Inom: \frac{S}{UL}\frac{[KVA]}{[KV]}$$

S= 5 KVA
UL= 480 V

$$Inom = 10.42\ A$$

Luego de tener la corriente nominal del sistema, según la norma NTC2050, la corriente del conductor se calcula con un 25 % de sobrecarga; por lo que la corriente de selección del conductor se calcula así:

$$Icond = 1.25\ Inom$$
$$Icond = 1.25 * (10.42)$$
$$Icond = 13\ A$$

Teniendo en cuenta el valor de la corriente y de acuerdo al cable seleccionado, se tiene la capacidad para transportar la corriente del sistema.

17. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

Este cálculo no aplica para el presente proyecto, ya que todas las estructuras y soportes son los plasmados por el operador de red en su norma, se debe garantizar estos al momento de comprar los materiales y que cuente con los certificados de conformidad de producto.

18. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Para la coordinación de protecciones los cálculos deben efectuarse conforme a la NTC 2797, todas las líneas de distribución deberán tener protecciones contra sobre voltaje y contra sobre corriente (DPS y Fusibles), coordinados técnicamente conforme a la norma enunciada en el párrafo anterior.

Los transformadores de 13,2 kV serán protegidos por fusibles tipo K (fusión rápida). Los cortacircuitos deberán ser para 15 kV y capacidad permanente de 100 Amperios. En algunos casos podrá ser mayor si es requerido.

La coordinación de la protección principal se realiza atendiendo a los requerimientos del Operador de Red, La Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P. se define realizar el esquema de protecciones de sobre corriente, para un transformador con fusibles por el lado de M.T.

Se busca que el tiempo de disparo y la corriente instantánea, de la protección de los transformadores proyectados, esté más hacia la izquierda en la curva intensidad vs tiempo, que la respectiva curva de la protección que está cerca de la fuente.

Se deben coordinar las protecciones de los transformadores, buscando la selectividad amperimétrica y cronométrica.

Se determina la selectividad de las protecciones del primario del transformador, buscando la coordinación fusible-fusible.

Los cortacircuitos se instalan para proteger los transformadores contra sobre corrientes o corriente de cortocircuito. Es un dispositivo netamente térmico, este viene equipado con un fusible el cual se derrite permitiendo que el tubo donde se encuentra se caiga y así evidenciar visualmente que el fusible se rompió.

Los cortacircuitos se seleccionan en general con la siguiente información:

- El tipo de sistema para el cual se van a utilizar, es decir, aéreo o subterráneo, sistema delta o estrella.
- El voltaje del sistema

- La corriente de falla máxima disponible en el punto de falla.

Para seleccionar el fusible que lleva cortacircuitos, se tiene en cuenta las siguientes características.

- Tensión nominal
- Corriente RMS de operación
- Corrientes transitorias: por ejemplo, corriente Inrush de transformadores.
- Capacidad de corriente de los conductores.
- Corriente de falla: capacidad de interrupción, poder de limitación.
- Coordinación con otros fusibles y elementos de protección.
- Tipo de fusible y su respuesta en tiempo.
- Características de montaje: modo de instalación, servicio interior o exterior.

Selectividad amperimétrica:

Serán de interés las corrientes máximas que pueden interrumpir las protecciones dispuestas, siendo la protección de tipo inverso la de mayor capacidad, ya que es la que esta mas lejos de la falla y solo debe actuar siempre que se sobrepasen los umbrales seleccionados para la protección de los trasformadores.

Selectividad cronométrica:

Se busca que el tiempo de actuación de la protección de los transformadores, sea menor para la misma falla, que el del fusible aguas arriba.

PARA EL TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PUBLICO T1,T2 Y T3 DE 5 KVA

S = 5 KVA
UL = 13.2KV

Obteniendo

$$I = 0.308\ A$$
$$If = 1.25 * I\ A$$
$$Ip = 0.475\ A$$
$$\boldsymbol{Ip = 1\ A}$$

Por lo tanto, en atención a cumplir los requerimientos del Operador de red se selecciona inicialmente un FUSIBLE TIPO DUAL SR DE 0.2 A para el transformador de 5 KV bifásico

El cálculo de los niveles de corto circuito se inicia con el modelamiento del sistema con las características y parámetros eléctricos requeridos. Con esta información y la plataforma de simulación del Software, se realizan los análisis y simulaciones respectivas. Esta simulación permitirá:

- Actualización de las condiciones iniciales.
- Ajuste de parámetros de operación
- Ajuste de parámetros de selección
- Ajuste de parámetros y posibles cambios de configuración del sistema.

Al momento de modelar y realizar el análisis de corto circuito, se deben tener en cuenta la selectividad en los parámetros de los equipos de protección a elegir.

Esto atendiendo también a las recomendaciones de la Norma Codensa

Están diseñados para seguir las curvas de carga segura del transformador. Esto permite usar al máximo la capacidad de sobrecargas de corto plazo del transformador. El segmento lento del elemento fusible, con característica tiempo-corriente relativamente plana sigue la curva de carga segura del transformador, y el segmento rápido con característica tiempo corriente empinada permite la rápida interrupción de fallas de alto nivel.

Estos fusibles serán construidos y ensayados de acuerdo con las normas. Los mismos responderán a los valores, de corriente nominal y velocidad de interrupción, que se indican en la planilla de datos garantizados.

Las unidades ofrecidas estarán compuestas por los siguientes componentes:

- Cabeza
- Terminales de arco
- Retenedor de calor cerámico
- Bobina de calentamiento
- Alambre de tensor
- Alambre fusible
- Cola de cable extra flexible
- Tubo autoextingible en fibra vulcanizada según ASTM D710

En la cabeza se estamparán las características necesarias para identificar al fusible (corriente nominal)



Figura 22 Detalle fusible SR

La arandela incluida en el fusible debe ser de cobre libre de rebabas y de espesor 1mm. La cabeza del fusible deberá ser de cobre plateada.

Capacidad nominal del transformador a proteger en KVA:

Capacidad instalada [kVA]	Conexión	Configuración subestación	Fusible a instalar para protección del transformador	Corriente nominal [A]
5	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	0,2
10	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	0,4
15	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	1
25	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	1,4
37,5	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	2,1

Figura 23 Tabla de selección de protección en BT transformador

Los cortocircuitos se seleccionan en general con la siguiente información:

- El tipo de sistema para el cual se van a utilizar, es decir, aéreo o subterráneo, sistema en delta o en estrella.
- El voltaje del sistema.
- La corriente de falla máxima disponible en el punto de falla.

Para seleccionar el fusible que lleva cortacircuitos, se tienen en cuenta las siguientes características.

- Tensión nominal
- Corriente RMS de operación.
- Corrientes transitorias: por ejemplo, corriente Inrush de transformadores.
- Capacidad de corriente de los conductores.
- Corriente de falla: capacidad de interrupción, poder de limitación.
- Coordinación con otros fusibles y elementos de protección.

- Tipo de fusible y su respuesta en tiempo.
- Características de montaje: modo de instalación, servicio interior o exterior.

Se determina la selectividad de las protecciones del primario del trasformador, buscando la coordinación fusible-fusible.

La selección del fusible se efectúa superponiendo a la curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible, la curva de capacidad térmica, mecánica y de sobrecarga del transformador, seleccionando aquel fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión que totalmente al lado izquierdo de la curva de capacidad térmica.

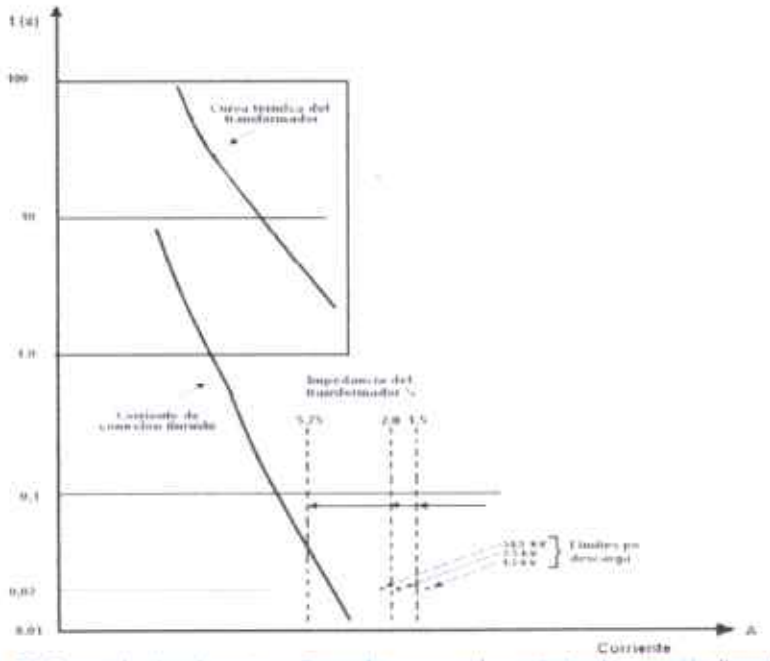


Figura 24 Curva térmica de un transformador y curva de corriente de conexión (Inrush).

El tiempo de operación del fusible para la interrupción de la corriente simétrica de cortocircuito del transformador, calculada según su impedancia, debe ser inferior al tiempo establecido para que el transformador soporte el cortocircuito.

CATEGORIA	MONOFASICO (KVA)
I	5 a 500
II	501 a 1667
III	1668 a 10000

IV	MAS DE 10000

Tabla 25 norma ANSI C57.12.00 (81980) define las siguientes categorias

De acuerdo a la norma ICONTEC NTC 819 la impedancia o tensión de cortocircuito de un transformador de distribución 3 Ø de 5 KVA ES DE 3 %.

Potencia kVA.	Io % de In	Po W	Pr. W	Uz %
15	4,4	80	310	3,0
30	3,6	135	515	3,0
45	3,5	180	710	3,0
75	3,0	265	1 090	3,5
112,5	2,6	365	1 540	3,5
150	2,4	450	1 960	4,0
225	2,1	615	2 890	4,0
300	2,0	765	3 675	4,5
400	1,9	930	4 730	4,5
500	1,7	1 090	5 780	5,0
630	1,6	1 285	7 140	5,0
750	1,6	1 450	8 380	5,0
800	1,6	1 520	8 900	5,0
1 000	1,6	1 780	11 100	5,0
1 250	1,5	2 090	13 500	6,0
1 600	1,5	2 520	16 700	6,0
2 000	1,5	3 010	20 400	6,0

Tabla 26 Valores máximos permisibles de corrientes sin carga

De acuerdo con la norma IEEE-ANSI C57.12.00-1993, numeral 7.1.3.1 y la NTC2797, la máxima duración de la corriente de cortocircuito para transformadores Categoría I (15 a 500 KVA monofásicos) esta dada por la expresión:

$$t = \frac{1.250}{i^2}$$

Donde:

$t = Duración\ del\ corto\ segundos.$
$I = Icc = corriente\ corto\ simetrica\ en\ multiplos\ de\ la\ corriente\ nominal$
$Uz = Impedancia\ del\ Transformador\ de\ 5\ KVA = 3\%$

$$Icc = \frac{1}{Uz} = 16.67\ veces\ la\ corriente\ nominal.$$

$$t = \frac{1250}{(33.33)^2} = 1.125\ segundos$$

Por tanto, el transformador deberá estar en capacidad de soportar un cortocircuito sostenido durante un lapso de tiempo de 1.125 segundos MONOFASICO. Sin sufrir deterioro alguno. Las

protecciones deberán operar en un tiempo menor a este con el fin de garantizar que no sobrepase esa condición.

Para las subestaciones de 5 KVA monofásicas, se modelaron los fusibles de arranque y curva del fusible del transformador, la curva Inrush, la curva de capacidad térmica y la curva de la protección en baja tensión, adicionalmente se tuvo en cuenta la ICC indicada en la disponibilidad de servicio aprobada por el operador de red ENERCA S.A E.S.P, obteniendo asi el modelamiento y la siguiente coordinación de protecciones.

Adicionalmente de modelaron los fusibles de arranque y el trasformador, la curva Inrsuh y la curva de Capacidad térmica.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR T1

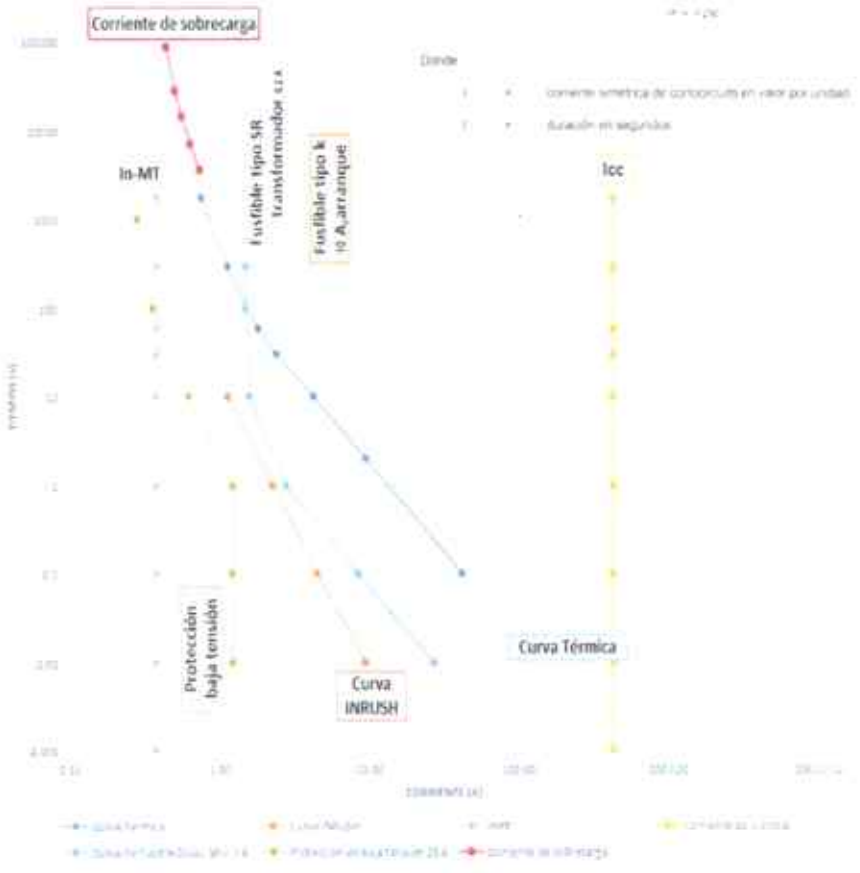


Figura 25. Superposición curvas protecciones y corrientes para transformador de 5 KVA.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR T2

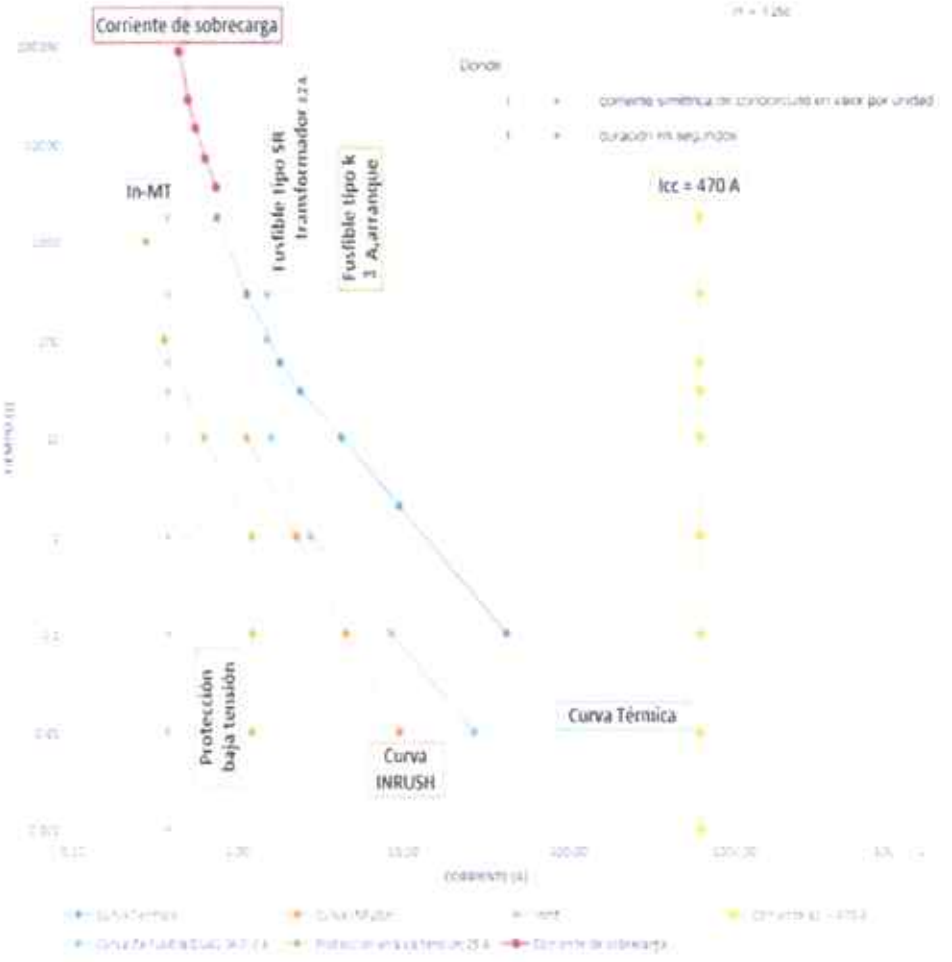


Figura 26. Superposición curvas protecciones y corrientes para transformador de 5 KVA.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR T3

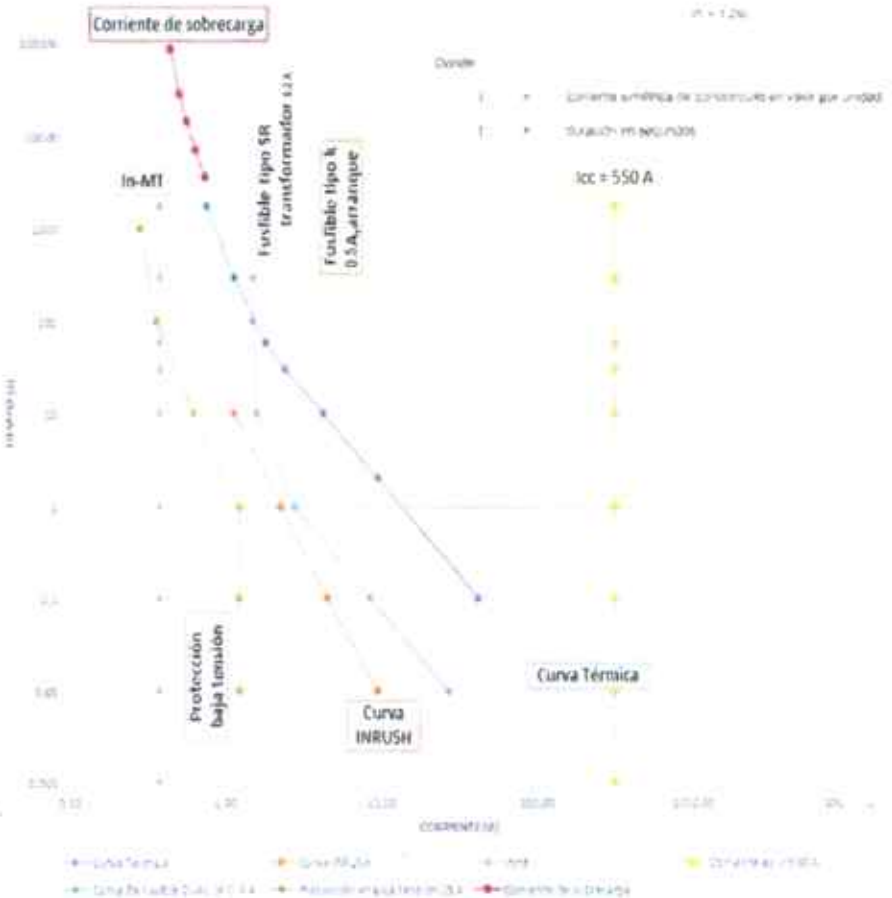


Figura 27. Superposición curvas protecciones y corrientes para transformador de 5 KVA.

19. CALCULO DE CANALIZACIONES.

No aplica para el presente proyecto, toda vez que no se proyecta redes subterráneas.

20. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA

20.1. Regulación y perdidas en baja tensión

La regulación de la tensión del sistema se calcula por el método del momento eléctrico, de acuerdo a la siguiente expresión.

Regulación (%) = (KG * S * L) / VL2

Donde:
KG= Constante general del conductor.
S= Potencia ((KVA / Usuario) x Número de usuarios) + Potencia consumida por alumbrado Público.
L= Longitud (en metros) del nodo al transformador.
VL= Voltaje de línea (208 V).
El cálculo de pérdidas de potencia activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{3 * I_L^2 * R * L}{1000}$$

Para redes trifásicas:

Para redes bifásicas, monofásicas bifilares y trifilares:

$$P = \frac{2 * I_L^2 * R * L}{1000}$$

Donde:

P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en KW
IL = Corriente promedio de línea en Amperios
R = Resistencia del conductor en Ohm / m.
L = Longitud de cada tramo de la red en m.

El porcentaje de pérdidas para todos los sistemas, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\%P_R = \frac{P}{S * \cos \Phi} * 100$$

Donde: %PR= Porcentaje de pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red
P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en KW
S = Potencia aparente promedio de la curva de carga diaria en cada tramo de la red en KVA
cos Ø = Factor de potencia de envío.

CALCULO REGULACION TRANSFORMADOR T1

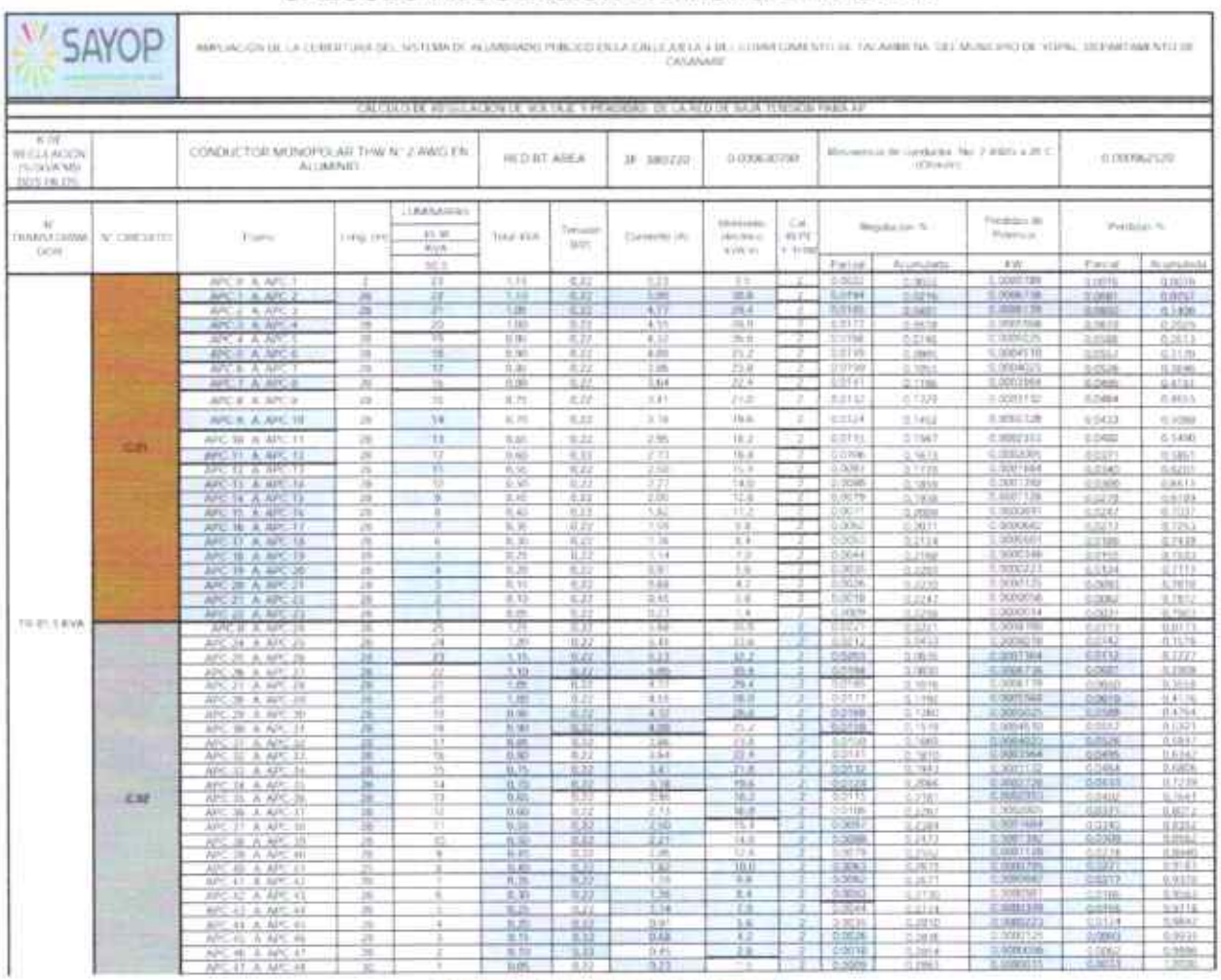


Tabla 27 Perdidas de baja tensión T1

SAYOP	AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE RIESGO CALCULO REGULACION RED MT CALCULO DE REGULACION RED DE MEDIA TENSION PARA REDES DE MEDIA TENSION AEREA FACTOR DE POTENCIA = 0.9 , VOLTAJE DE ENVIO = 13.2(KV)								
	TRAMO	Tramo	Long. (m)	Total kVA	CONDUCTOR STAR ACSR 6/1 (KP)		CONSTANTE DE REGULACION	% REGULACION	
					#	CALIBRE		TRAMO kVA*(%)	ACUMULADO
	1	ARRANQUE MT A - 11	180	5	3	2	4.339.07	26.04	26.04

Tabla 28 Perdidas de media tensión

CALCULO REGULACION TRANSFORMADOR T2

SAYOP	AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE

CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS EN LA RED DE BAJA TENSION PARA AP

# DE REGULACION (SUBA Y/O BAJA)		CONDUCTOR MONOPOLAR THW N° 2 AWG EN ALUMINIO	RED BT AEREA	P 380/220	0.0008635789	Resistencia del conductor No. 2 AWG a 20 C (Ohm/m)	0.0008635789

N° TRANSFORMADOR	N° CIRCUITO	Tramo	Long. (m)	LUMINARIAS	Cdga kVA	Tension (kV)	Corriente (A)	Momento corriente-KM (A-m)	Cal. ACSR Y THW	Regulacion %		Perdidas de Potencia	Perdidas W	
				45 W 84 W TOTAL						Parcial	Acumulada	W/h	Parcial	Acumulado
T2 (2 - 1 KVA)	C01	APCL 1 A APCL 2	5	14	0.70	0.22	3.18	3.5	2	0.0002	0.0002	0.0000461	0.0011	0.0011
		APCL 1 A APCL 29	29	13	0.65	0.22	2.95	98.2	2	0.0179	0.0181	0.0035763	0.0402	0.0413
		APCL 2 A APCL 28	28	12	0.60	0.22	2.73	96.8	2	0.0166	0.0348	0.0030384	0.0371	0.0784
		APCL 3 A APCL 4	26	11	0.55	0.22	2.50	14.3	2	0.0024	0.0372	0.0003164	0.0038	0.1822
		APCL 3 A APCL 5	25	10	0.50	0.22	2.27	73.0	2	0.0089	0.0461	0.0002356	0.0289	0.2111
		APCL 5 A APCL 6	24	9	0.45	0.22	2.05	57.6	2	0.0059	0.0520	0.0001729	0.0230	0.2341
		APCL 6 A APCL 7	23	8	0.40	0.22	1.82	51.2	2	0.0047	0.0567	0.0000981	0.0201	0.2542
		APCL 7 A APCL 8	22	7	0.35	0.22	1.59	9.8	2	0.0002	0.0569	0.0000062	0.0027	0.2569
		APCL 8 A APCL 9	21	6	0.30	0.22	1.36	8.4	2	0.0001	0.0570	0.0000037	0.0196	0.2765
		APCL 9 A APCL 10	20	5	0.25	0.22	1.14	7.0	2	0.0001	0.0571	0.0000048	0.0210	0.2975
		APCL 10 A APCL 11	19	4	0.20	0.22	0.91	5.6	2	0.0001	0.0572	0.0000023	0.0124	0.3099
		APCL 11 A APCL 12	18	3	0.15	0.22	0.68	4.2	2	0.0000	0.0572	0.0000012	0.0093	0.3193
		APCL 12 A APCL 13	17	2	0.10	0.22	0.45	2.8	2	0.0000	0.0572	0.0000004	0.0062	0.3255
		APCL 13 A APCL 14	16	1	0.05	0.22	0.23	1.4	2	0.0000	0.0572	0.0000001	0.0031	0.3286
	C02	APCL 1 A APCL 15	28	13	0.65	0.22	2.95	82.8	2	0.0151	0.0151	0.0025463	0.0339	0.0339
		APCL 15 A APCL 30	30	14	0.70	0.22	3.18	95.4	2	0.0174	0.0325	0.0034104	0.0387	0.0726
		APCL 16 A APCL 31	31	15	0.75	0.22	3.41	105.7	2	0.0193	0.0518	0.0040577	0.0429	0.1155
		APCL 17 A APCL 32	32	16	0.80	0.22	3.63	116.2	2	0.0212	0.0730	0.0047417	0.0472	0.1627
		APCL 18 A APCL 33	33	17	0.85	0.22	3.86	127.4	2	0.0233	0.0963	0.0054625	0.0518	0.2145
		APCL 19 A APCL 34	34	18	0.90	0.22	4.09	139.2	2	0.0254	0.1217	0.0062217	0.0566	0.2711
		APCL 20 A APCL 21	35	19	0.95	0.22	4.32	151.7	2	0.0277	0.1494	0.0070193	0.0616	0.3327
		APCL 21 A APCL 22	36	20	1.00	0.22	4.55	164.8	2	0.0301	0.1795	0.0078557	0.0669	0.3996
		APCL 22 A APCL 23	37	21	1.05	0.22	4.77	178.6	2	0.0326	0.2121	0.0087313	0.0726	0.4722
		APCL 23 A APCL 24	38	22	1.10	0.22	5.00	193.0	2	0.0352	0.2473	0.0096464	0.0786	0.5508
		APCL 24 A APCL 25	39	23	1.15	0.22	5.23	208.0	2	0.0380	0.2853	0.0106013	0.0850	0.6358
		APCL 25 A APCL 26	40	24	1.20	0.22	5.45	223.8	2	0.0408	0.3261	0.0115962	0.0917	0.7275
		APCL 26 A APCL 27	41	25	1.25	0.22	5.68	240.3	2	0.0439	0.3700	0.0126313	0.0987	0.8262
		APCL 27 A APCL 28	42	26	1.30	0.22	5.91	257.4	2	0.0470	0.4170	0.0137068	0.1061	0.9323
		APCL 28 A APCL 29	43	27	1.35	0.22	6.14	275.3	2	0.0503	0.4673	0.0148228	0.1139	1.0462
		APCL 29 A APCL 30	44	28	1.40	0.22	6.36	293.8	2	0.0536	0.5209	0.0159795	0.1220	1.1682
		APCL 30 A APCL 31	45	29	1.45	0.22	6.59	313.0	2	0.0572	0.5781	0.0171770	0.1305	1.2987
		APCL 31 A APCL 32	46	30	1.50	0.22	6.82	332.9	2	0.0608	0.6389	0.0184153	0.1394	1.4381
		APCL 32 A APCL 33	47	31	1.55	0.22	7.05	353.4	2	0.0646	0.7035	0.0196945	0.1487	1.5868
		APCL 33 A APCL 34	48	32	1.60	0.22	7.27	374.6	2	0.0685	0.7720	0.0210145	0.1584	1.7452
		APCL 34 A APCL 35	49	33	1.65	0.22	7.50	396.5	2	0.0725	0.8445	0.0223754	0.1685	1.9137
		APCL 35 A APCL 36	50	34	1.70	0.22	7.73	419.1	2	0.0766	0.9211	0.0237771	0.1790	2.0927

Tabla 29 Perdidas de baja tensión T2



AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE

ANEXO CALCULO REGULACION RED MT

CALCULO DE REGULACION RED DE MEDIA TENSION

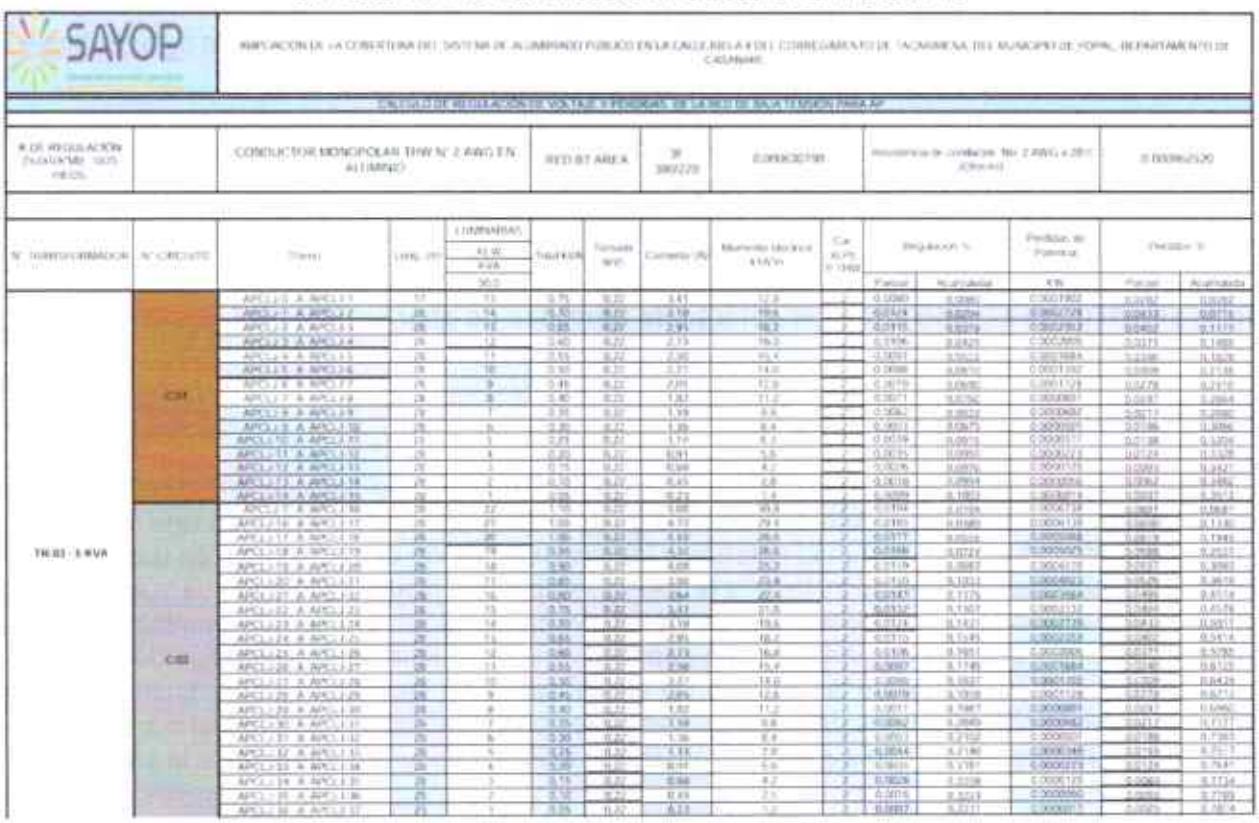
PARA REDES DE MEDIA TENSION AEREA

FACTOR DE POTENCIA = 0,9 ; VOLTAJE DE ENVIO = 13,2KV

TRAYEC.	Tramo	Long. (km)	Total KVA	CONDUCTOR SEMI AISLADO XLPE		CONSTANTE DE REGULACION	% REGULACION	
				FASES			TRAMO KVA*LTS	ACUMULADO
				N	CAL/AWG			
1	ARRANQUE MT A - T3	30	5	3	2	2.13E-07	18.05	18.05

Tabla 30 Perdidas de media tensión

CALCULO REGULACION TRANSFORMADOR T3



AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE

CALCULO DE REGULACION DE VOLTAJE Y PERDIDAS DE LA RED DE BAJA TENSION PARA AP

# DE REGULACION (NUMERO DE NIVEL)		CONDUCTOR MONOPOLAR THW N° 2 AWG EN ALUMINIO	RED BT AEREA	30 (M)(Z3)	CORRIENTE	Impedancia de conductor No. 2 AWG a 25°C (Ohm/m)	0.0009625/30

N° TRANSFORMADOR	N° CIRCUITO	Tramo	Long. (m)	CUADRANTAS		Tramo (km)	Corriente (A)	Momento electrico KVA*m	Cos (FP) = 0.9	Regulacion %		Perdidas de Potencia	Ohmios Ω	
				KLW	KVA					Parcial	Acumulada	KW	Parcial	Acumulada
				30.0										
TR.03 - 5 KVA	CD1	APCL.2.0 A APCL.2.1	17	1	0.75	0.02	3.41	12.8	1	0.0060	0.0060	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.1 A APCL.2.2	28	14	0.70	0.03	3.19	19.6	1	0.0094	0.0154	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.2 A APCL.2.3	28	13	0.65	0.03	2.96	18.2	1	0.0087	0.0241	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.3 A APCL.2.4	28	12	0.60	0.02	2.73	16.8	1	0.0080	0.0321	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.4 A APCL.2.5	28	11	0.55	0.02	2.50	15.4	1	0.0073	0.0394	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.5 A APCL.2.6	28	10	0.50	0.02	2.27	14.0	1	0.0066	0.0461	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.6 A APCL.2.7	28	9	0.45	0.02	2.05	12.6	1	0.0060	0.0521	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.7 A APCL.2.8	28	8	0.40	0.02	1.82	11.2	1	0.0053	0.0574	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.8 A APCL.2.9	28	7	0.35	0.02	1.59	9.8	1	0.0046	0.0620	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.9 A APCL.2.10	28	6	0.30	0.01	1.36	8.4	1	0.0040	0.0660	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.10 A APCL.2.11	28	5	0.25	0.01	1.14	7.0	1	0.0033	0.0693	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.11 A APCL.2.12	28	4	0.20	0.01	0.91	5.6	1	0.0026	0.0719	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.12 A APCL.2.13	28	3	0.15	0.01	0.68	4.2	1	0.0020	0.0739	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.13 A APCL.2.14	28	2	0.10	0.01	0.45	2.8	1	0.0013	0.0752	0.0000	0.0000	0.0000
		APCL.2.14 A APCL.2.15	28	1	0.05	0.00	0.23	1.4	1	0.0007	0.0759	0.0000	0.0000	0.0000
	CD2	APCL.2.1 A APCL.2.16	28	22	1.10	0.03	5.00	30.8	2	0.0104	0.0104	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.16 A APCL.2.17	28	21	1.05	0.03	4.77	29.4	2	0.0100	0.0203	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.17 A APCL.2.18	28	20	1.00	0.03	4.55	28.0	2	0.0095	0.0298	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.18 A APCL.2.19	28	19	0.95	0.03	4.32	26.6	2	0.0090	0.0388	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.19 A APCL.2.20	28	18	0.90	0.03	4.09	25.2	2	0.0086	0.0474	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.20 A APCL.2.21	28	17	0.85	0.02	3.86	23.8	2	0.0081	0.0555	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.21 A APCL.2.22	28	16	0.80	0.02	3.64	22.4	2	0.0076	0.0631	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.22 A APCL.2.23	28	15	0.75	0.02	3.41	21.0	2	0.0071	0.0702	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.23 A APCL.2.24	28	14	0.70	0.02	3.18	19.6	2	0.0066	0.0768	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.24 A APCL.2.25	28	13	0.65	0.02	2.95	18.2	2	0.0062	0.0830	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.25 A APCL.2.26	28	12	0.60	0.02	2.73	16.8	2	0.0057	0.0887	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.26 A APCL.2.27	28	11	0.55	0.02	2.50	15.4	2	0.0052	0.0939	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.27 A APCL.2.28	28	10	0.50	0.02	2.27	14.0	2	0.0047	0.0986	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.28 A APCL.2.29	28	9	0.45	0.02	2.05	12.6	2	0.0043	0.1029	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.29 A APCL.2.30	28	8	0.40	0.02	1.82	11.2	2	0.0038	0.1067	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.30 A APCL.2.31	28	7	0.35	0.02	1.59	9.8	2	0.0033	0.1100	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.31 A APCL.2.32	28	6	0.30	0.01	1.36	8.4	2	0.0028	0.1128	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.32 A APCL.2.33	28	5	0.25	0.01	1.14	7.0	2	0.0024	0.1152	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.33 A APCL.2.34	28	4	0.20	0.01	0.91	5.6	2	0.0019	0.1171	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.34 A APCL.2.35	28	3	0.15	0.01	0.68	4.2	2	0.0014	0.1185	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.35 A APCL.2.36	28	2	0.10	0.01	0.45	2.8	2	0.0009	0.1194	0.0000	0.0001	0.0001
		APCL.2.36 A APCL.2.37	28	1	0.05	0.00	0.23	1.4	2	0.0005	0.1199	0.0000	0.0000	0.0001

Tabla 31 Perdidas de baja tensión T3



AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE

ANEXO CALCULO REGULACION RED MT

CALCULO DE REGULACION RED DE MEDIA TENSION

PARA REDES DE MEDIA TENSION AEREA

FACTOR DE POTENCIA = 0,9 ; VOLTAJE DE ENVIO = 13,2KV

TRAYEC.	Tramo	Long. (m)	Total KVA	CONDUCTOR SEMI AISLADO XLPE		CONSTANTE DE REGULACION	% REGULACION	
				FASES			TRAMO KVA*LTS	ACUMULADO
				N	CAL/AWG			
1	ARRANQUE MT A - T3	30	5	3	2	2.13E-07	18.05	18.05

Tabla 32 Perdidas de media tensión

Nota: se encuentra como anexo el cálculo de pérdidas de energía MT y BT.

21. CALCULOS DE REGULACION

La regulación de tensión se realizó utilizando la siguiente ecuación:

$$E = Me * K$$

Donde:
Me: Momento eléctrico.
K: Constante de regulación, la cual se encuentra en tablas y depende del material del conductor, del tipo y magnitud de la carga.

Los límites de regulación de tensión se tomaron de lo establecido en tablas y depende del material del conductor, del tipo y magnitud de la carga.

Nota: se encuentra como anexo el cálculo de pérdidas de energía MT y BT.

22. CLASIFIACION DE AREAS

El presente proyecto no aplica para la clasificación de áreas ya que para su funcionamiento no se manipularán, ni se almacenarán líquidos y/o gases inflamables que produzcan una atmosfera potencialmente inflamable, según el alcance y las condiciones de uso previstas, se trata de una instalación convencional que no incorpora procesos, ambientes ni almacenamientos que generen atmosferas explosivas o con presencia de gases, vapores, nieblas o polvos combustibles en concentraciones que ameriten clasificación especial; en consecuencia, la selección de equipos, canalizaciones (NTC/IEC) para ambientes no clasificados, sin requerirse especificaciones Ex, determinación de clases/grupos de gas o clases de temperatura, manteniéndose el cumplimiento estricto de la normativa aplicable para garantizar la correcta y segura operación de la instalación.

23. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES

En los planos anexos al presente documento se encuentran los diagramas unifilares

24. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS

En los planos anexos al presente documento se encuentran los planos del trazado de las redes eléctricas así mismo se especifican los detalles de las estructuras y el plantillado en media tensión.

25. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS

Todos los procedimientos que se utilicen para la instalación de equipos y materiales se deberán ajustar a lo establecido en las normas de ENERCA, RETIE Y LA NTC 2050, dichas normas fueron puestas en práctica en el presente diseño.

26. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

En el artículo No 13 del RETIE en su actualización de 2013 se tienen las DISTANCIAS DE SEGURIDAD que deben ser de estricto cumplimiento para el diseño y la construcción de las redes eléctricas.

Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deben manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dicho trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE.

Es responsabilidad del diseñador de la instalación eléctrica verificar que en la etapa preconstructiva este requisito se cumpla. No se podrá dar la conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias. El profesional competente responsable de la construcción de la instalación o el inspector que viole esta disposición, sin perjuicio de las acciones penales o civiles, debe ser denunciado e investigado disciplinariamente por el consejo profesional respectivo.

A menos que se indique lo contrario, todas las distancias de seguridad deben ser medidas de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios.

metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea y las bases metálicas de los terminales del cable o los dispositivos similares, deben ser tomados como parte de la estructura de soporte. La precisión en los elementos de medida no podrá tener un error de más o menos 0,5%.

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas, aplican a conductores desnudos.

Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Nota 4: La distancia horizontal "b" se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real de expansión vertical que tenga la edificación y que ningún momento la red quede encima de la construcción.

Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Nota 6: Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca de los conductores; la distancia horizontal "b", se podrá reducir en 0, 6 m.

Nota 7: Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.

Nota 8: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

Nota 9: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.

Nota 10: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

Nota11: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión.

26.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, son las establecidas en la Tabla 13.1, para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 13.1. Del RETIE Actualización 2013.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m|
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13-1).	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 13.1)	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 V 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 13.1)	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 13.1) 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

Tabla 33 Distancia mínimas de seguridad

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma **IEC 60364**, para tensiones mayores de **1 kV**, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la **IEC 61936 -1**.

Unicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "**a**") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

En ningun caso se permitira el paso de conductores de redes o líneas del servicio público por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

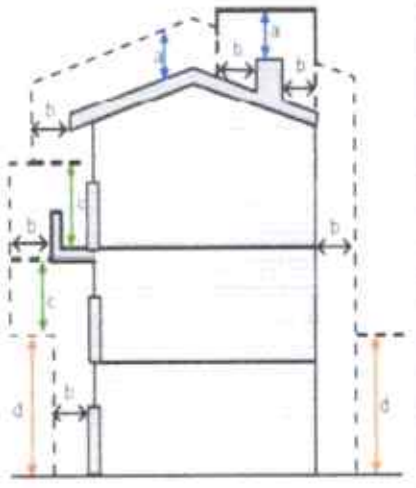


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Figura 28. Distancias de seguridad en zonas de construcciones

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3.

Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Electricas - RETIE

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, no podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3.

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

Tabla 13.3. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

Figura 29. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

26.2. Distancias mínimas para prevención de riesgo por arco eléctrico

Para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macromediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364. En todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Realizar un análisis de riesgos donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de cortocircuito y el tiempo de despeje de la falla, para definir la categoría del riesgo que determina el elemento de protección a utilizar. El análisis de arco debe revisarse en periodos no mayores a cinco años o cuando se realicen modificaciones mayores.
b. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.
c. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
d. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.
e. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
f. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.
g. Usar equipos de protección personal certificados para el nivel de tensión y energía incidente involucrados, los cuales no deben tener nivel de protección menor al establecido en la Tabla 13.6

CATEGORÍA	NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN Cal/cm^2
0	Prenda normal de algodón
1	4
2	8
3	25
4	40

Tabla 34 Tabla para el nivel mínimo de protección

h. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir su fachada, el costo estará a cargo del usuario.

i. El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.

j. Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura13.4 según corresponda, las cuales son adaptadas de la **NFPA 70** e **IEEE 1584**. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta		
50 V – 300 V	3.0	1.0	Evitar contacto	Evitar contacto
301 V – 750 V	3.0	1.0	0.30	0.025
751 V – 15 kV	3.0	1.5	0.7	0.2
15.1 kV – 36 kV	3.0	1.8	0.8	0.3
36.1 kV – 46 kV	3.0	2.5	0.8	0.4
46.1 kV – 72.5 kV	3.0	2.5	1.0	0.7
72.6 kV – 121 kV	3.3	2.5	1.0	0.8
138 kV – 145 kV	3.4	3.0	1.2	1.0
161 kV – 169 kV	3.6	3.6	1.3	1.1
230 kV – 242 kV	4.0	4.0	1.7	1.4
345 kV – 362 kV	4.7	4.7	2.8	2.6
500 kV – 550 kV	5.8	5.8	3.6	3.5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

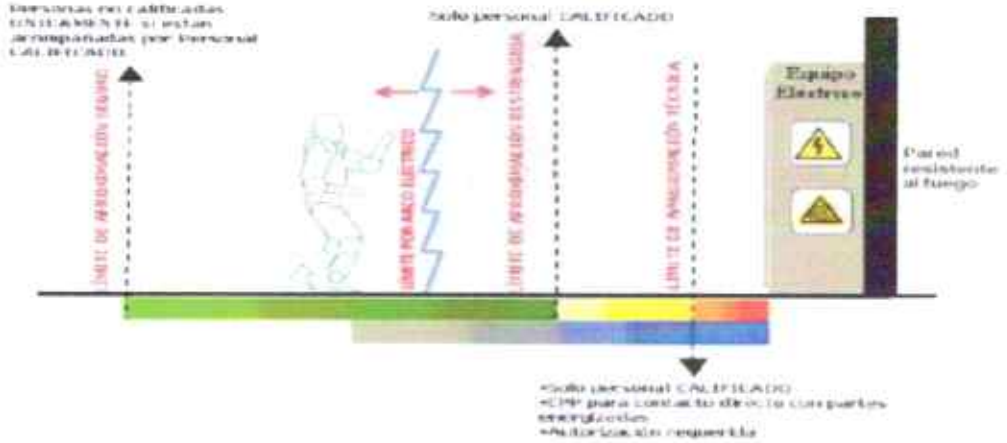


Figura 30: Distancias mínimas de aproximación a equipos energizados

Se deben mantener los límites de seguridad establecidos en estas memorias de acuerdo con la tabla 13.7 del RETIE actualización 2013, ya sea para personal CALIFICADO y NO CALIFICADO.

Teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales. Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo de despeje de falla a tierra acorde con el presente reglamento.

26.3. Características Físico-Mecánicas Del Conductor. Los esfuerzos a los que quedan sometidos los conductores en líneas aéreas se derivan de su propio peso, de la carga debida al viento y de las variaciones de temperatura.

El peso propio actúa verticalmente y se supone que la carga debida al viento se aplica horizontalmente en el sentido perpendicular al vano. Igualmente, la tensión restante en el plano perpendicular eje de la línea es la combinación del peso propio y de la carga del viento.

La siguiente tabla muestra las características físicas de los conductores utilizados en el presente proyecto:

Calibre del conductor	2
Material	ACSR
Cable	SPARROW
Diámetro externo d (mm)	8.0264
Sección S (mm^2)	39.22
Módulo de elasticidad ε(kg/mm^2)	8100
Coeficiente de dilatación α(1/°C)	$19.1x10^{-6}$
Peso unitario w (kg/m)	0.136
Tensión de rotura Tr(kg)	1266
Capacidad de corriente I(Amp)	180
Resistencia R(Ohm/m)	1.012

Tabla 35: características físicas de los conductores

26.4. Chequeo Mecánico del conductor.

Debe procurarse que un exagerado calentamiento de los conductores no altere sus propiedades eléctricas y mecánicas. Si las densidades de corriente exceden de ciertos límites, pueden producirse peligrosos calentamientos en los conductores que, sin llegar a fundirlos, pueden alterar su resistividad y su resistencia mecánica, también pueden ser afectados los aisladores que soportan dichos conductores.

Por consiguiente, se tiene en cuenta y se aplican los siguientes criterios:

- ✓ La tensión que se ejercerá sobre el conductor en condiciones iniciales de diseño no deberá ser superior al 30% de la carga de rotura del conductor.
- ✓ La tensión que se ejercerá sobre el conductor en condiciones finales del diseño no deberá ser superior al 60% de la carga de rotura del conductor.

Para el presente diseño se han tomado temperatura mínima de 15°C, máxima de 38°C y promedio de 26°C y una velocidad del viento máxima en nuestro ambiente de 80 km/hr.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Θ prom =26°C	Θ min =15°C
$T_1 = 30\% - T_1 = 380kg$	$T_1 = 60\% - T_1 = 760kg$

$V_1 = 0km/hr$	$V_1 = 85km/hr$
$F_{C1} = \omega = 0.136kg/m$	$F_{C2} = \omega = ?$

Tabla 36 Condiciones mecánicas para el conductor No. 2 ACSR

Luego calculando la fuerza del viento tendremos que:

$$F_V = 0.0042 * 85^2 \left(\frac{8.0264}{1000}\right) = 0.2435 \text{ kg/m}$$

$$F_{C2} = \sqrt{0.136^2 + 0.2435^2} = 0.2789 \text{ kg/m}$$

Una vez calculados F_V y F_{c2} reemplazamos los valores en la fórmula del cambio de condiciones y tendremos:

$$\frac{39.22x8100x0.2789^2}{24} xA^2 = 760^2 \left[(760 - 380) + 39.22x8100x19.1x10^{-6}(26 - 15) + \frac{39.22x8100x0.136^2}{24x380^2} xA^2\right]$$

Despejando la variable A en la ecuación anterior: A=2254 m, que es el vano máximo permitido, no obstante, para el presente proyecto el máximo vano es de 69 metros en media tensión.

Los aumentos de temperatura exagerados pueden afectar la flecha entre estructuras y ocasiona pérdidas de tensión, también pueden afectar el aislamiento cuando dichos conductores van provistos de este.

26.5. Curva para la Plantilla a Temperatura Máxima. Se determina para máxima sin viento en condiciones finales y se usa para verificar las distancias mínimas a tierra.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Θ prom =26°C	Θ min =38°C
$\boldsymbol{V_V = 0km/hr}$	$\boldsymbol{V_V = 0km/hr}$
$\boldsymbol{F_{C1} = \omega = 0.136kg/m}$	$\boldsymbol{F_{C2} = \omega = 0.136kg/m}$
$\boldsymbol{T_1 = 30\% - T_1 = 380kg}$	$\boldsymbol{T_1 = ?}$

Tabla 37 Calculo de tensión del conductor en vano regulador de 528m. Para cable ACSR No.2.

Tabla 4. Cálculo de tensión del conductor en vano regulador de 528m. Para cable ACSR No.2.

Reemplazando valores en la ecuación de cambio de condiciones:

$$T_2^2[T_2 + 949] = 119260512$$

Despejando T_2 por métodos iterativos; T_2=308.0189 kg
Es decir, que la tensión en condiciones finales es del 24.38% de su tensión de rotura (1266 kg).

26.6. Cálculo de Plantillas.

Para las curvas en caliente se toma como parámetro básico de tensión de rotura a 26°C, sin viento. Para las curvas en frio se toma como parámetro básico la tensión a 15°C sin viento.

La curva depende solamente del parámetro h definido por la relación entre la tensión del conductor y su peso unitario.

De donde:

$h = \frac{T}{\omega}$ $f = \frac{A^2}{8h}$; por consiguiente: $f = \frac{\omega A^2}{8T}$

Dónde:

- ✓ h=Parámetro del conductor.
- ✓ f=Flecha del conductor en m.
- ✓ T=Tensión del conductor en kg.
- ✓ ω=Peso unitario del cable en kg/m
- ✓ A=Vano en metros.

Parámetro h para una tensión de 24.38% de la tensión de rotura del conductor:

$h = \frac{308.02}{0.136} = 2265$ ACSR No.2

Flecha del conductor según el parámetro h:

$f = \frac{A^2}{8x2265} = \frac{A^2}{18120}$ Para cable No. 2 ACSR.

Para nuestro diseño en particular tenemos un vano máximo de 46.45 m. Calculando la flecha de la línea de este vano obtenemos la distancia la cual es 0.22498278 m. Por lo anterior se confirma la utilización de apoyos de 12m de altura.

Las distancias mínimas de seguridad desde las líneas de baja y media tensión hasta el suelo serán consideradas según el numeral 13.2 del RETIE, y las tablas 13.2 y 13.3 del mismo, la cual plantea las distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones. Luego de revisar el reglamento se establece que la distancia mínima de seguridad, de los conductores respecto del piso o de la vía no debe ser menor a 5.6m en media tensión (13.2KV) y 5m en baja tensión (220V)

27. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES DE PARTICULARES

La ejecución de las redes áreas trenzadas tensadas sobre apoyos realizará de acuerdo con lo establecido por ENERCA S.A. E.S.P., en el RETIE y en la Norma NTC-20250

Se utilizarán preferentemente apoyos de 8 m hormigón armado vibrado o de chapa plegada

La sujeción del conductor a los apoyos, - siempre a través del neutro portante-, podrá utilizar las dos formas que se citan a continuación:

Amarre. -A utilizar en apoyos de alineación o desviaciones inferiores a 15°, en los puntos de origen y final de línea, en desniveles pronunciados, asi como en los que este previsto realizar la conexión de derivaciones o acometidas

Suspensión. -A utilizar en apoyos de alineación o desviaciones inferiores a 15°, evitando instalar mas de tres apoyos consecutivos en dicha posición.

Las acciones a realizar son las siguientes:

- Efectuar el tendido de cables
- Regular el tense en función del vano y ajustar las flechas correspondientes a los valores calculados
- Fijar amarres y/0 anclajes

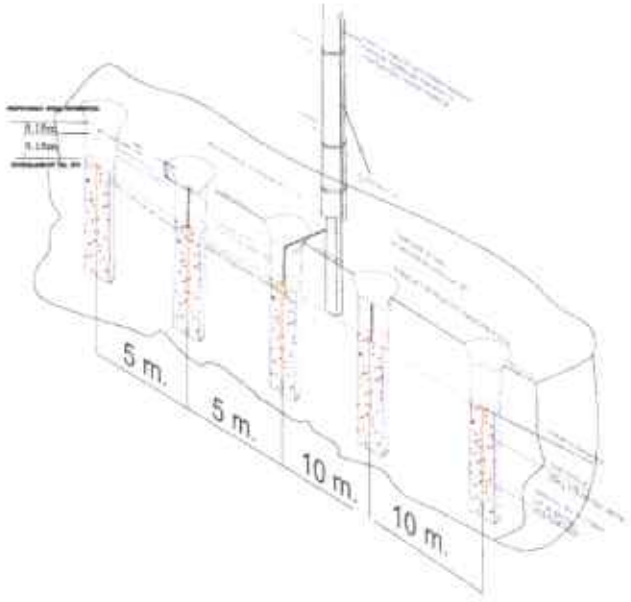
Puesta a Tierra del neutro

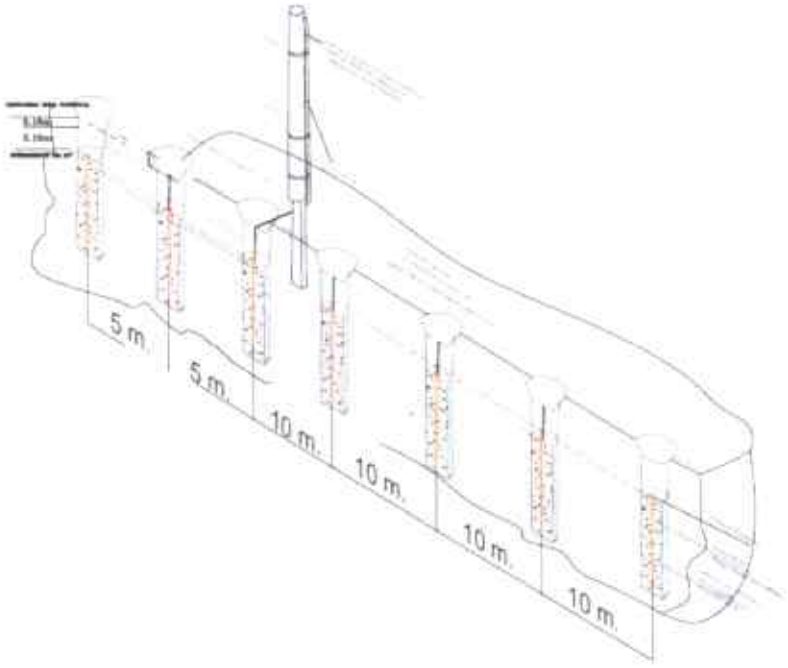
La puesta a tierra en las líneas aéreas de BT se realizará a través del conductor neutro, utilizándose para ello cinta metálica en acero galvanizada. Esta conexión de puesta a tierra del conductor neutro deberá cumplir los criterios establecidos en el RETIE, norma NTC 2050 y deberá estar puesto a tierra en otros puntos, y como mínimo una vez cada 500 m de longitud de línea. Para efectuar esta puesta a tierra se elegirán, con preferencia, todo ramal final de circuito. La subestación será de tipo aérea, para instalación en

monoposte, tipo de subestación monofásica 13200 V/480-240 v La Herrajeria a utilizar debe ser de tipo galvanizada en caliente.

Previo a la instalación de sistema de puesta a tierra, se hará un tratamiento al terreno en que se instalará la protección, es decir se verterá tierra abonada de características idóneas para el buen funcionamiento y conductividad de los electrodos, adicionalmente se aplicará FAVIGEL, compuesto que disminuirá la resistividad del terreno, ya que el valor máximo permitido es de 10 Ω/m.

- Estará compuesta por un conjunto de conductores de acero inoxidable austenítico sin interrupciones ni fusibles, ellos son:
- Conductor conector entre descargadores de sobretensión. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Conductor bajante descargadores de sobretensión. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Conductor bajante del transformador. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Abrazaderas.
- Conector ajustable en U o paralelo.
- 5 electrodos de puesta a tierra. (Varilla de 2,4 m de longitud y 15 mm de diámetro de acero inoxidable).
- El sistema de puesta a tierra está caracterizado por no presentar el fenómeno conocido como corrosión galvanizada debido a la homogeneidad de todos sus componentes, tendrá una vida útil de 15 años. El uso de conductores de sección rectangular, como flejes en los cuales en ambas superficies contribuyen a la conducción. Los rayos constituyen transientes que tienen una parte importante de su energía en frecuencias elevadas, por lo que la corriente eléctrica de la descarga viajará por la superficie del conductor, no por su núcleo. La utilización del conector de tipo mecánico permite el acoplamiento entre un fleje y una varilla redonda, con esto garantiza la transmisión de la descarga al electrodo de puesta a tierra.


5 m.
5 m.
10 m.
10 m.


5 m.
5 m.
10 m.
10 m.
10 m.
10 m.

28. MEMORIAS DE ILUMINACION

NOMBRE: "AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 EN LA VIA SIRIVANA ENTRE LA VIA MATEPANTANO EN EL CORREGIMIENTO TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE".

LOCALIZACIÓN: CASCO RURAL YOPAL CASANARE – EN LA VIA TACARIMENA- LA CALLEJULEA 4

a) Sector de la vía en el sector de la callejuela 4



FIGURAS 1 localización geográfica 7

NUMERO DE USUARIOS

La cantidad de luminarias que se beneficiaran a los usuarios con el servicio de alumbrado público son 121 luminarias.

APOYOS

Los apoyos serán de poste de ferro concreto de 8x 1050 kgf, 8 x 510kgf con brazos de 1.5 metros y 2 metros.

29. DESRIPCION DEL PROYECTO

En el sector ubicado en la callejuela 4 en la vía tacarimena, en el municipio de Yopal- Casanare, corresponde al sistema de alumbrado público modernizado e independiente para mejor servicio de energía.

El sistema de alumbrado público se proyecta como una red exclusiva e independiente de las redes eléctricas destinadas al suministro de energía para los usuarios finales. Este sistema está constituido por tres (3) subestaciones monofásicas de 5 KVA, con un nivel de tensión de 480/240 V, diseñadas para garantizar la operación continua, segura y eficiente del sistema de iluminación pública.

El proyecto cuenta con veintiún (1) tipo de perfiles viales, por lo cual en la presente memoria se desarrollan los análisis y cálculos fotométricos de tres alternativas de diseño para cada una de las calles y carreras que conforman al sector de la callejuela 4. Estas modelaciones permitieron definir con precisión la disposición de postes, alturas de montaje, espaciamientos, potencias requeridas y características técnicas de las luminarias, de acuerdo con la jerarquía vial y las condiciones del entorno urbano proyectado.

30. PARAMETROS FOTOMETRICOS DE DISEÑO

El diseño fotométrico se desarrolló conforme a lo dispuesto en el RETILAP 2024 (numeral 3.1.4.3 Diseño Detallado) y se validó con modelaciones en DIALux para cada uno de los perfiles viales definidos del sector de la callejuela 4.

Adicionalmente tomando de la norma RETILAP: "3.3.1.2. Requisitos de iluminación para vías vehiculares. Conocidas las características de las vías y sus requerimientos visuales, se debe asignar la clase de iluminación necesaria. A cada clase de iluminación se le establecen los requisitos fotométricos mínimos mantenidos a través del tiempo, los cuales se condensan en la Tabla 3.3.1.2. a., para luminancia. Los valores se deben calcular para piso seco.

Tabla. 3.3.1.2. a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptada de la norma CIE 115-2010.

Clase de iluminación	Superficie de la carretera					Ciclorrutas adyacentes				En andenes adyacentes			
	Estado seco												
	Luminancia promedio Lprom (cd/m²)	Uo (min/med)	UL (min/max)	fTI	Relación de entorno mínimo EIR	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)	Emed (lux)	Punto min. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)
M1	2.0	0,4	0,7	10	0,35	15 - 22,5	3	5	3	15 - 22,5	2	3	2
M2	1,5	0,4	0,7	10	0,35	15 - 22,5	3	5	3	15 - 22,5	2	3	2
M3	1,0	0,4	0,6	15	0,30	10 - 15	2	3	2	10 - 15	2	3	2
M4	0,75	0,4	0,6	15	0,30	5 - 7,5	1	1,5	1	5 - 7,5	1	1,5	1
M5	0,50	0,35	0,4	15	0,30	5 - 7,5	1	1,5	1	5 - 7,5	1	1,5	1
M6	0,30	0,35	0,4	20	0,30	3 - 4,5	1	1	0,6	3 - 4,5	1	1	0,6

Tabla 38 Tabla. 3.3.1 2.a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para trafico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptado de la norma CIE 115-2010

Se aplicaron criterios de: (a) iluminancia media mínima (Em), (b) iluminancia mínima puntual (Emin), (c) uniformidad longitudinal U0 (Emin/Em), (d) uniformidad transversal UL, (e) índice de deslumbramiento fTI y (f) relación de entorno (EIR / Luminancia mínima de referencia), todos conforme a límites y recomendaciones de RETILAP y NTC aplicables.

Se consideraron también requisitos sobre iluminancia vertical mínima (Ev,min) y semi-cilíndrica (Esc,min) cuando aplica (cruce peatones, fachadas, ciclorrutas).

En la selección se respetaron condiciones constructivas: alturas de montaje, separación poste-poste, distancia poste-calzada y saliente del brazo, de acuerdo con el replanteo topográfico y la geometría vial en las calles y carreras 121 luminarias en el sector de la callejuela 4.

31. PARAMETROS BASICOS APLICADOS EN TODAS LA MODELACIONES

Factor de mantenimiento (MF): adoptado según recomendaciones del fabricante y condiciones de mantenimiento urbano (factor empleado en modelos: 0,86 – 0,88 según ambiente y categoría de vía; el valor exacto por alternativa se registra en la planilla de la salida de datos que se presenta en Resultados de Diseño).

Temperatura color (CCT): 4000 K (blanco neutro), coherente con criterios de confort visual y seguridad urbana. ✓ Índice de reproducción cromática (CRI): ≥ 70 (según especificación luminaria y RETILAP)
Factor de potencia de la luminaria: cumplir con RETIE / fabricantes (>= 0,90 en condiciones nominales).
Control de deslumbramiento: luminarias con ópticas dirigidas, tarifas de UGR/FTI dentro de los límites de RETILAP; fTI objetivo por categoría en modelaciones (ver tabla).
Protección contra contaminación lumínica: luminarias tipo «full cut-off» o con ópticas que limiten emisión por encima del plano horizontal cuando aplique.

32. PERFILES VIALES AVALADOS POR LA ENTIDAD CORRESPPONDIENTE

De acuerdo con la información suministrada por la Oficina de Planeación Municipal de Yopal, se cuenta con el documento anexo denominado "Perfiles Viales Firmados", el cual se encuentra ubicado en la Carpeta 4 – Planos del archivo maestro del proyecto. Dicho documento corresponde a un archivo en formato PDF compuesto por 2 folios, que recopila la totalidad de los perfiles viales asociados a las diferentes calles y carreras que conforman las cuatro etapas de desarrollo del Plan Parcial del barrio Santa Marta. Estos perfiles contienen la información geométrica y estructural de las calzadas viales y los espacios públicos adyacentes, los cuales son objeto del diseño de iluminación y alumbrado público.

Para el caso particular de la, en el desarrollo del presente documento se identificaron las calles y carreras que la componen, estableciendo su correspondencia con los tipos de perfiles viales definidos a partir del análisis del documento entregado. Cabe señalar que, aunque los 21 folios incluyen múltiples perfiles, se evidenció que varios de ellos presentan configuraciones repetitivas o equivalentes en cuanto a topología, ancho de calzadas y características de los espacios públicos colindantes. Por tal motivo, se realizó una clasificación y consolidación técnica que permitió resumir los perfiles de 1 tipo de secciones viales representativas, los cuales fueron previamente descritos y referenciados en los apartados anteriores de la presente memoria. En este sentido, la presente introducción tiene por objeto dejar constancia de la existencia, validez y formalización de los perfiles viales firmados por el Municipio de Yopal, y su localización dentro de los archivos del proyecto, los cuales constituyen la base técnica para el desarrollo de los cálculos luminotécnicos y eléctricos del sistema de alumbrado público proyectado.

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS A ILUMINAR

Se realiza el diseño fotométrico tomando como base la información suministrada por la alcaldía de Yopal por intermediación de la Empresa de Servicio de Alumbrado público de Yopal S.A.S E.S.P, donde se identifican un perfil vial del corregimiento y veredas aledañas al municipio de Yopal en el sector rural, referenciados acorde a sus dimensiones y a sus condiciones de tránsito. El perfil 1 corresponde a la vía rural de la callejuela 4, vía tacarimenta, conformado por un carril de 7 metros, y dos extremos son zonas de sendero verde, la vía principal corresponde con una proyección de circulación inferior a 45 km/h con tránsito vehicular 500 a 700, motivo por el cual, tomando como base la tabla 510.1.1 a. del RETILAP, se clasifica dicha vía como **M3**.

Clase de Iluminación	Descripción vía	Velocidad de circulación (km/h)		Tránsito de vehículos T (Veh/h)	
M1	Autopistas y carreteras	Extra alta	V>80	Muy importante	T>1000
M2	Vías de acceso controlado y vías rápidas	Alta	60<V<80	Importante	500<T<1000
M3	Vías principales y ejes viales.	Media	30<V<60	Media	250<T<500
M4	Vías primarias o colectoras	Reducida	V<30	Reducida	100<T<250
M5	Vías secundarias	Muy reducida	Al paso	Muy reducida	T<100

Tabla 39 Tabla 510.1.1 a del RETILAP – Clases de iluminación para vías vehiculares – Perfil 1

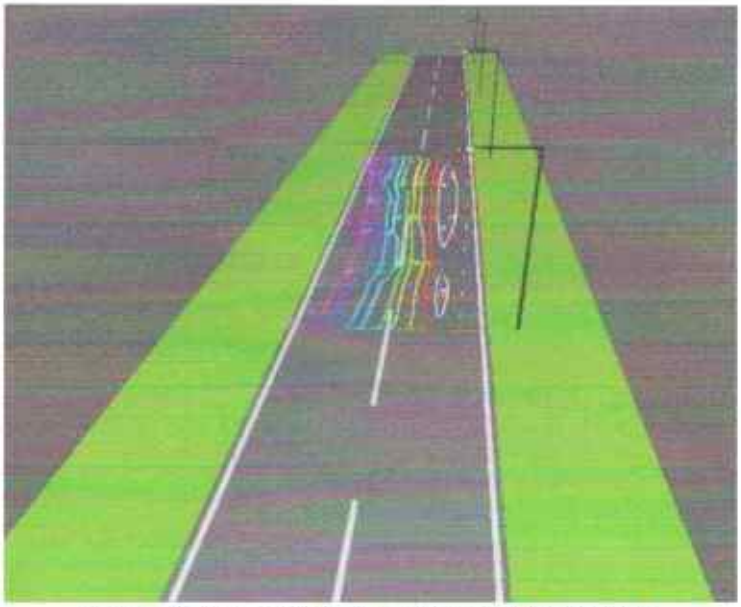


Figura 31 Distribución Perfil vial 1 simulación DIALUX

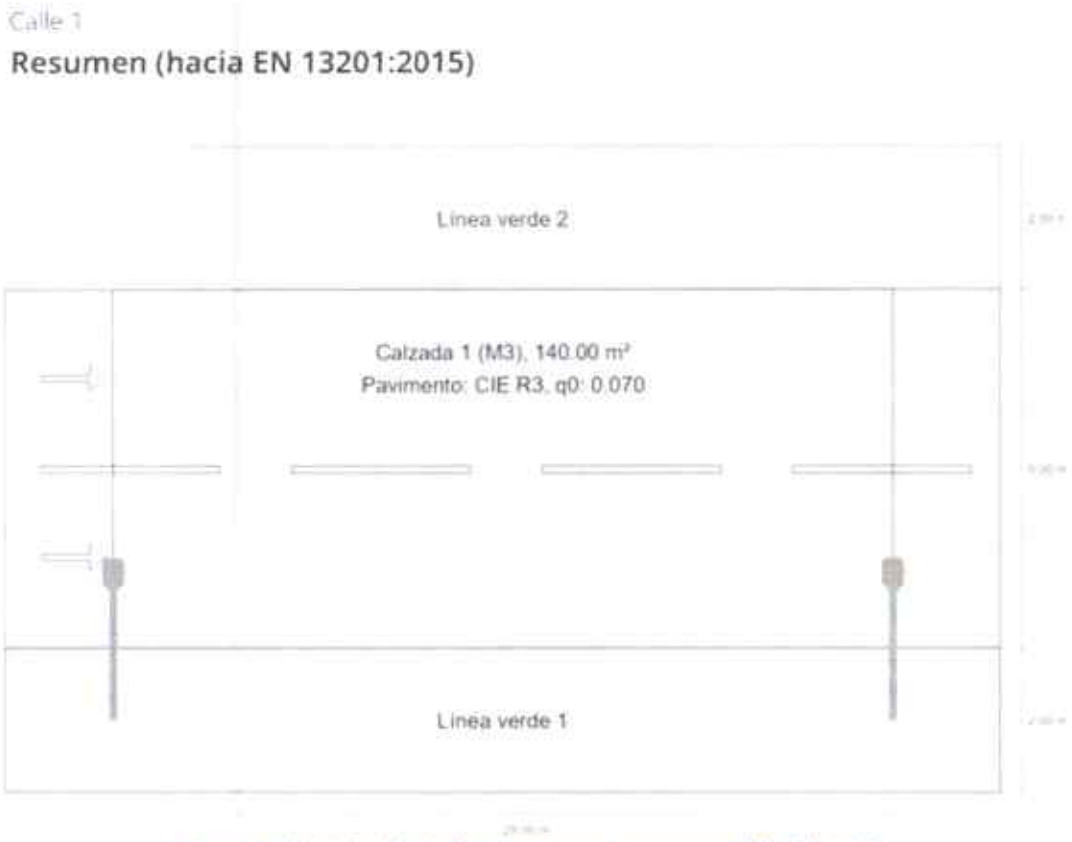


Figura 32 Distribución de las zonas que componen el Perfil vial 1

PARÁMETROS DE DISEÑO

En concordancia con la caracterización del proyecto, se cuentan con vías que requieren iluminación clase **M3** para las calzadas de tránsito vehicular, **P4** para todos los senderos de zonas verdes por lo que es una zona rural donde se cuenta con una media influencia de peatones se tomara como base los parámetros definidos en la figura 40 y 41 del RETILAP.

Clase de iluminación	Iluminancia Horizontal (luxes)	
	Valor promedio	Valor mínimo
P1	20,0	7,5
P2	10,0	3,0
P3	7,5	1,5
P4	5,0	1,0
P5	3,0	0,6
P6	1,5	0,2
P7	No aplica	No aplica

Figura 33 Tabla 510.2.2 Del RETILAP – Requisitos mínimos de iluminación para tráfico peatonal

Tipo de vía	Calzadas vehiculares				Ciclo-rutas adyacentes		Relación de alrededores		
							En andenes adyacentes		Alrededor sin andenes
CLASE DE ILUMINACIÓN	L_{prom} cd/m²	U_o ≥ %	U_l ≥ %	TI ≤ %	E_{prom} luxes	U_o ≥ %	E_{prom} luxes	U_o ≥ %	SR %
M1	2,0	40	50	10	20	40	13	33	50
M2	1,5	40	50	10	20	40	10	33	50
M3	1,2	40	50	10	15	40	9	33	50
M4	0,8	40	N.R.	15	10	40	6	33	N.R.
M5	0,6	40	N.R	15	7.5	40	5	33	N.R.

Figura 34 Tabla 3.3.1.2 a del RETILAP – Requisitos mínimos de iluminación para vías con ciclorrutas y andenes adyacentes

3. CATEGORIZACIÓN DEL PROYECTO

De acuerdo a lo establecido en la sección 610.2 del RETILAP, los proyectos de alumbrado público deben ser categorizados a los criterios de clase de iluminación asignada a la vía o espacio público, y Magnitud del proyecto; teniendo en cuenta que el presente proyecto comprende que es la construcción alumbrado público fotovoltaico tipo off- grid para luminarias stand-alone en las veredas priorizadas 2025 del área rural, municipio de Yopal, por lo cual se toma el criterio de sistema vial para clase de iluminación **M4** según la tabla 610.2 del RETILAP (ver figura 8); teniendo en cuenta la envergadura del proyecto, donde el número de luminarias a instalar es de 21, el proyecto se caracteriza como **NIVEL A.**

PROYECTOS NUEVOS O REMODELACIÓN		Nivel A	Nivel B	Nivel C
		Bajo Impacto	Medio Impacto	Alto Impactos
SISTEMA VIAL	Clase de iluminación de la vía o Tipo de área			
	M1 – M2	P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤ 75 ó L ≤ 1.000	P >75 ó L >1.000
	M3 – M4	P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤ 100 ó 1.000 <L ≤ 2.000	P >100 ó L > 2.000
	M5	10 <P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤100 ó 1.000<L ≤ 2.000	P >100 ó L >2.000
OTRAS ÁREAS	Alamedas, ciclo rutas, parques, paseos, plazas, plazoletas, vías peatonales, puentes y túneles peatonales.	10 <P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤ 50 ó 1.000 <L ≤ 2.000	P >50 ó L >2.000
ESPECIALES [2*]	Zonas históricas de conservación, y otros que por sus características revista de un especial interés para el municipio.	P ≤ 25	25<P ≤ 50	P >50

Figura 35 Tabla 610.2 del RETILAP- Categorización de los proyectos para Alumbrado Publico

4. ESQUEMA DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PUBLICO

En la sección 410.9 del RETILAP establece que "Todo proyecto de iluminación debe considerarse un factor de mantenimiento total, que dependerá de los elementos utilizados y el ambiente donde opere".
De igual forma, en la sección 530,4 del RETILAP establece que "todas las instalaciones de alumbrado público deben contar con un plan de mantenimiento que garantice el mantenimiento de los niveles de eficiencia energética y los parámetros de iluminación. Este plan de mantenimiento debe incluir entre otras informaciones, el periodo de limpieza del conjunto óptico de las luminarias y de cambio de bombillas".

FACTOR DE MANTENIMIENTO

El factor de mantenimiento se calcula a partir de la ecuación descrita en el numeral 520.2.3 del RETILAP:

$$FM = FExDLBxFB$$

Donde:
FE: Depreciación de la luminaria por ensuciamiento.
DLB: Depreciación por disminución del flujo luminoso de la fuente de luz
FB: Factor de balasto o equipo electrónico auxiliar (no definido a la fecha)

En el numeral 580.2.3 del RETILAP se indica que el factor de balasto FB puede ser aproximado a 1 el factor DLB puede ser estimado de acuerdo a la información disponible por parte de los fabricantes de bombillas. El factor de depreciación de la luminaria por ensuciamiento FE se toma de la Tabla 580.2.3 del RETILAP (Ver figura 9)

Tipo de vía o clase de iluminación	Nivel de contaminación	Índice de hermeticidad (IP) de la luminaria	Periodo, en meses, de limpieza del conjunto óptico de la luminaria	Factor de Ensuciamiento F_E
Avenidas en el centro de algunas ciudades (*)	IV	6X (a)	6	0,91
		6X (b)	6	0,93
M2 y M3	III	6X (a)	12	0,91
		6X (b)	12	0,93
M4 y P1 a P3	II	6X (a)	24	0,89
		6X (b)	24	0,91
M5, P4 a P7 y parques	I	6X (a)	36 o cambio de la bombilla	0,90
		6X (b)		0,95

Tabla 580.2.3 e. Factores de ensuciamiento de las Luminarias,
Según el nivel de polución, índice de hermeticidad y el periodo de limpieza utilizado

FIGURAS 2 Tabla 580.2.3 e. del RETILAP – Factores de ensuciamiento de las Luminarias, Según el nivel de polución, índice de humedad y el periodo de limpieza utilizado.

El proveedor de luminarias definió un DLB del 70% para 100.000 horas, lo cual equivale aproximadamente a 23 años, sin embargo, el proyecto se realiza definiendo un tiempo de reemplazo de las luminarias de 9 años, para lo cual, una vez realizado el análisis, se halla un DLB DE 0.88174.

Por lo siguiente se consolida que la siguiente información es:

DLB: 0.88174
FB: 1
FE: 0.93

De esta manera, usando la ecuación descrita en el numeral 520.2.3 del RETILAP, se tiene:

FM= FExDLBxFB

FM= 0.93x0.88174x1

FM= 0.81

ESQUEMA DE MANTENIMIENTO

En atención a lo establecido en el numeral 530.4 del RETILAP, es necesario realizar un esquema de mantenimiento, teniendo en cuenta que, con el paso del tiempo, la suciedad aunada a la disminución natural del flujo luminoso de las luminarias, ocasiona una disminución de los niveles iniciales de iluminación.
Para los diseños de iluminación de las veredas en el área rural, se presenta un esquema de mantenimiento mostrado en la figura 10, conforme a lo descrito en el numeral 430.5 del RETILAP.



FIGURAS 3 Esquema de Mantenimiento definido para el proyecto

Periodicidad en limpieza del conjunto óptico de las luminarias	12 meses (4320 horas)
Periodicidad en reemplazo de fuente de luz	39.420 horas [9 años] (DLB= 0.88174)

Tabla 40 Resumen de esquema de mantenimiento

EVALUACIÓN DE COSTOS

Se realizo la evaluación del proyecto tomando como alternativas de diseño 3 marcas reconocidas a nivel nacional, con luminarias que cumplen con los parámetros de condiciones establecidas en el RETILAP. El análisis de costos se realizó tomando como insumo las luminarias, el módulo led, lo drivers, el conjunto óptico y la foto control, los demás elementos no hacen parte del análisis económico, teniendo en cuenta que para las tres alternativas se requiere la misma cantidad de materiales e insumos, y su vida útil es posterior al presente análisis económico.
A continuación, se presenta el resumen del análisis económico realizado para un periodo de 25 años para tres alternativas, donde se evidencia que la alternativa más viable corresponde a las luminarias de la empresa fabricante SYLVANIA, por lo cual, se eligen estas luminarias para el proyecto. En los anexos se adjunta la documentación detallada del análisis económico realizado.

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA EN ALUMBRADO PUBLICO

Para garantizar el encendido del sistema de iluminación en las horas necesarias, se determina el control de encendido mediante foto control. Los fotocontroles deberán ser instalados en cada luminaria, con el fin de mejorar la eficacia, como es un sistema fotovoltaico se cargara las baterías las 12 horas del día, en la noche se entregaría energía con 100 porciento de efectividad lumínica con una autonomía de 18 horas de respaldo, los fotocontroles y gabinetes donde ira el controlador y las baterías deberán garantizar un nivel de hermeticidad mínimo IP65, o seguir indicaciones del fabricante de las luminarias que en su momento determine.
La sección 510.6.1 de RETILAP establece que "las vias con excepción de túneles, para velocidades inferiores a 60km/h, es decir aquellas diseñadas con el criterio de iluminancia no deben exceder los valores máximos de Densidad de potencia para Alumbrado de vias (DPEA) establecidos en la tabla 510.6.1" el estudio adelantado para el presente proyecto se realizó tomando como criterio la luminancia, sin embargo, la simulación adelantad con el SOFTWARE DIALUX EVO, arrojo resultados para el criterio de iluminancia. De esta manera, considerando que la distribución de luminarias en el sector es variable, se realizó el cálculo tomando como base unitario el kilómetro, usando las Inter distancias definidas en cada simulación

PERFIL 1

DPEA = (Carga total conectara para alumbrado público) / (Área total iluminada)
Interdistancia SYLVANIA 80[W]= 30 [m]
Numero de luminarias SYLVANIA por kilómetro= 21
Carga SYLVANIA 80 [W]= 21x80[W]
Carga total SYLVANIA 80[W]= 1680 [W]

Área total Iluminada = Ancho de la calzada x Numero de calzadas x Longitud de la vía
Área total iluminada= 7[m] x 1 x 1000[m]
$$Área\ total\ iluminada = 7000[m^2]$$

$$DPEA = \frac{1680\ W}{7000\ m^2}$$
$$DPEA = 0.24\ \text{w/m2}$$

En la figura 11, se observan los resultados por iluminancia para la calzada 1 del perfil vial 1, donde el nivel mantenido de iluminancia promedio es de 22.6 lx; la figura 46 corresponde a la tabla 510.6.1 del RETILAP, donde se relacionan los valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA), donde se puede observar que solamente se tiene tabulado hasta un máximo de 26 luxes y claramente se identifica que el DPEA aumenta de manera proporcional al nivel mantenido de iluminancia promedio, de manera que, considerando el DPEA calculado es(0.24W/m2) es inferior al establecido por el RETILAP, se determina que el perfil 1 cumple con este criterio.

Calle 1

Calzada 1 (M3)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
8.083	34.48	29.30	22.55	17.50	15.06	15.06	17.50	22.55	29.30	34.48
6.917	36.06	30.34	23.00	17.75	15.24	15.24	17.75	23.00	30.34	36.06
5.750	35.40	29.88	22.51	17.33	14.87	14.87	17.33	22.51	29.88	35.40
4.583	32.58	27.80	21.11	16.36	14.10	14.10	16.36	21.11	27.80	32.58

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

	E_m	E_{min}	E_{max}	U_0 (g_1)	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	22.6 lx	12.9 lx	36.1 lx	0.57	0.36

Figura 36 Resultados perfil 1 calzada 1, criterio de iluminancia

Nivel mantenido de iluminancia promedio	DENSIDAD DE POTENCIA (w/m²) según ancho de la calzada (m)				
lux (lx)	< 6	6 a 8	8.1 a 10	10.1 a 12	12.1 a 14
3	0,29	0,26	0,23	0,19	0,17
4	0,35	0,32	0,28	0,26	0,23
5	0,37	0,35	0,33	0,30	0,28
6	0,44	0,41	0,38	0,35	0,31
7	0,53	0,49	0,45	0,42	0,37
8	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44
9	0,69	0,64	0,59	0,54	0,50
10	0,76	0,71	0,66	0,61	0,56
11	0,84	0,79	0,74	0,67	0,62
12	0,91	0,86	0,81	0,74	0,69
13	1,01	0,94	0,87	0,80	0,75
14	1,08	1,01	0,94	0,86	0,81
15	1,12	1,06	1,00	0,93	0,87
16	1,17	1,10	1,07	0,99	0,93
17	1,23	1,17	1,12	1,03	0,97
18	1,33	1,26	1,20	1,10	1,04
19	1,40	1,33	1,26	1,17	1,10
20	1,47	1,39	1,33	1,23	1,16
21	1,55	1,46	1,39	1,29	1,22
22	1,62	1,53	1,46	1,35	1,27
23	1,69	1,60	1,53	1,41	1,33
24	1,76	1,67	1,59	1,47	1,39
25	1,83	1,73	1,66	1,53	1,45
26	1,90	1,80	1,73	1,60	1,51

Tabla 510. 6.1 valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vias vehiculares (W/m²)
Adaptación de la Norma Oficial Mexicana NOM-13-ENER-2004 (Reglamento Técnico)

FIGURAS 4 Tabla 510.6.1 del RETILAP – valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vias vehiculares (W/m^2)

Ahora bien, considerando que el diseño se realizó con el criterio de luminancia, se procede con el análisis del criterio del Energy Efficiency Ratio – EER, tal como establece el RETILAP.

$$EER = \frac{P}{[LxS]}$$

P= Potencia en W
L= Luminancia mantenida en Cd/m2
S= Área en m2

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.50 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_o	0.54	≥ 0.40	✓
	U_l	0.87	≥ 0.60	✓
	TI	8 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.57	≥ 0.30	✓

Figura 37Resultados obtenidos para en análisis fotométrico perfil 1, criterio de luminancia.

En la figura 13 se pueden observar los resultados de la simulación obtenida para el perfil 1, con el criterio de luminancia; para la evaluación del criterio EER se tomará el menor valor de luminancia mantenida entre la calzada 1, esto con el fin de ser conservadores en el análisis.

$$EER = \frac{1680\ [W]}{(1.50\frac{cd}{m^2} x\ 7000\ m^2)}$$

$$EER = 0.16\ \text{W/cd}$$

De esta manera se observa que para el perfil 1 el ERR calculado es inferior a 0.8 W/cd, por el cual se cumple con el nivel máximo de ERR establecido en el RETILAP.

5. RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS LUMINARIAS SELECCIONADAS

Considerándose que se adelantaron tres estudios fotométricos para el análisis y la determinación de la luminaria más adecuada para el proyecto, del cual se seleccionó las luminarias del proveedor Unilumin, acorde a los resultados del cálculo económico del proyecto. De acuerdo a las simulaciones adelantadas, se garantiza el cumplimiento de los niveles de iluminación acorde a los parámetros establecidos en el RETILAP. A continuación, se presenta

PERFIL 1

El perfil 1 cuenta con una sola disposición de luminarias; las primeras deberán ser ubicadas en postes localizados sobre el arcén de la izquierda, las cuales deberán ser instaladas cumpliendo con los parámetros definidos en el modelamiento. Las luminarias seleccionadas para este sector son SYLVANIA SYL STREET DE 64 leds, con 4000 K, con una potencia de 80 [W], cuya óptica es C15677. Tendrán una disposición de poste de 10 metros, con un ángulo de inclinación de 0°, tal como se detalla en la figura 14.

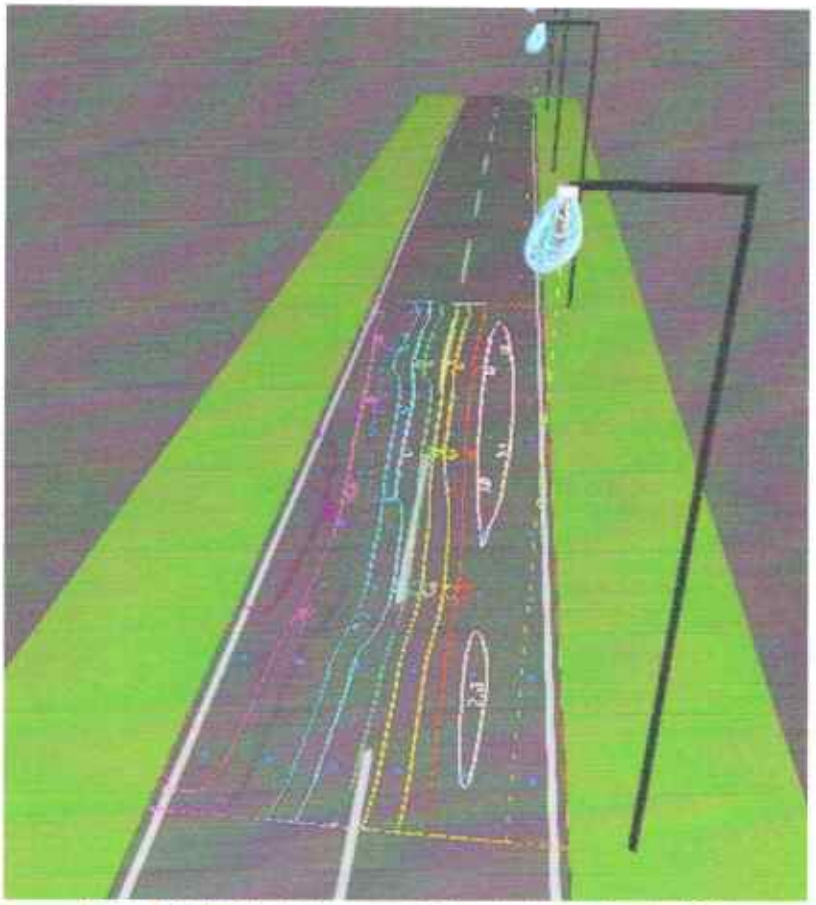


Figura 38. Modelamiento proyección luminarias – Unilumin 45 W

Calle 1

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Beluga mini 60W (unilateral abajo)

Distancia entre mástiles	28.000 m
(1) Altura de punto de luz	6.800 m
(2) Saliente del punto de luz	1.000 m
(3) Inclinación del brazo	0°
(4) Longitud del brazo	2.000 m
Horas de trabajo anuales	4000 h (100.0 %, 45.0 W)
Vatios / recorrido	1620.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad luminica max Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento	≥ 70°: 443 cd/klm ≥ 80°: 64.9 cd/klm ≥ 90°: 0.00 cd/klm
Clase de potencia lumínica Los valores de intensidad luminica en (cd/klm) para el cálculo de la clase de potencia luminica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015	G*4
Clase de índice de deslumbramiento	D.6
MF	0.80



Figura 39 Descripción de instalación luminaria perfil

Calzada 1 (M3)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
8.083	34.48	29.80	22.55	17.50	15.06	15.06	17.50	22.55	29.80	34.48
6.917	36.06	30.30	23.00	17.75	15.24	15.24	17.75	23.00	30.30	36.06
5.750	35.40	29.86	22.91	17.63	14.87	14.87	17.63	22.91	29.86	35.40
4.583	32.58	27.80	21.11	16.36	14.10	14.10	16.36	21.11	27.80	32.58

Valor de mantenimiento luminancia horizontal (lx) (Tabla de valores)

	E_m	E_{min}	E_{max}	U_0 (g1)	g_1
Valor de mantenimiento, luminancia horizontal	22.6 lx	12.9 lx	36.1 lx	0.57	0.36



Observador 1: valor de mantenimiento luminancia en calzada seca [cd/m²], 3 Hilos (todos)

Figura 40. Calzada 1 del perfil vial 1.

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M3)	L_m	1.50 cd/m²	≥ 1.00 cd/m²	✓
	U_0	0.54	≥ 0.40	✓
	U_l	0.87	≥ 0.60	✓
	TI	8 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.57	≥ 0.30	✓

Figura 41. Resultados simulación de iluminación para el perfil 1 calzada 1.

7. DETALLES DE CONEXIÓN

El medidor corresponde a un equipo electrónico bifásico, con capacidad de corriente 10/100 A, voltaje nominal 480/277 V, clase 2 y frecuencia de 60 Hz, encargado de registrar el consumo de energía del circuito de alumbrado público. La acometida en baja tensión de ENERCA llega al bloque de bornes del medidor mediante las fases A, B y el neutro; una vez registrada la energía, estos mismos conductores continúan hacia el lado del cliente, alimentando directamente el circuito de alumbrado, con su respectiva conexión a tierra en el punto medio del bloque.

Internamente, el medidor opera bajo una configuración de dos elementos, tres hilos, con neutro incorporado: cada elemento se conecta en serie con una de las fases (A a través de los terminales 1 y 3, y B a través de los terminales 4 y 6), mientras los terminales 9 y 10 corresponden a las tomas de potencial necesarias para la medición. El neutro pasa directo entre la acometida y el cliente, sin elemento de medición, ya que solo cumple función de referencia.

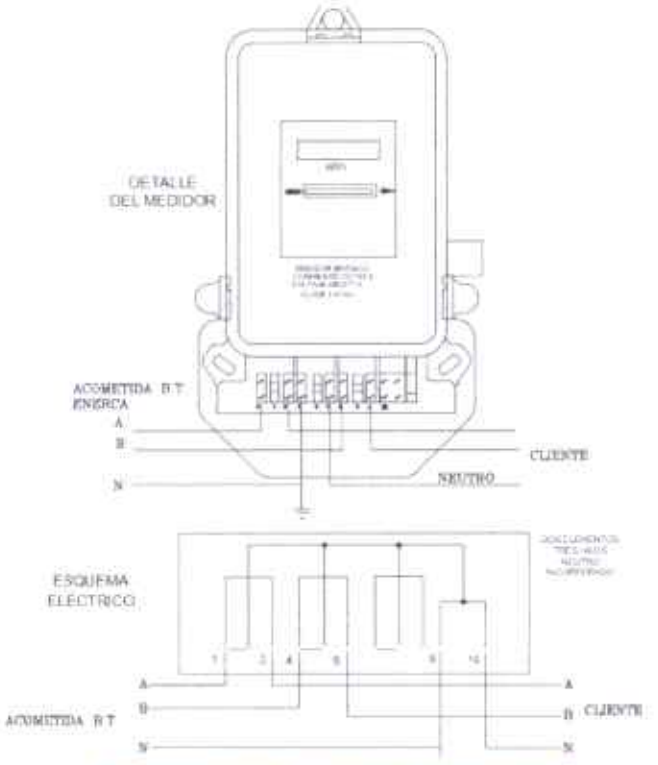
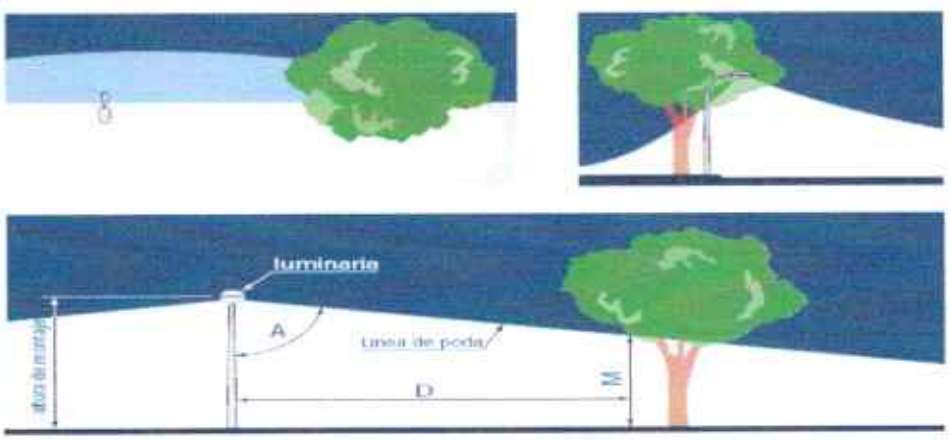


Figura 42 Detalle de conexión de las luminarias

7. COMPONENTE AMBIENTAL

El presente diseño comprende el análisis fotométrico para varias zonas Rural en el sector de la callejuela 4 del municipio de Yopal, donde se tiene presencia de especies arbóreas, se recomienda previa revisión del sitio para generar una evaluación ambiental, la cual deberá

constatar la necesidad o no de intervenir las especies existentes, esto debe ir directamente ligado a las actividades urbanísticas que se adelanten en los dichos sectores, todo que se observa que algunas de las especies arbóreas se encuentran ubicadas sobre zonas blandas y duras proyectadas, lo cual, deberá tener una intervención. En el presente análisis fotométrico se contemplaron brazos desde 2 metros en los sectores con lo cual se espera minimizar las afectaciones ambientales y la concurrencia de sombras por árboles en los sectores.
Expuesto lo anterior, se hace claridad que, para garantizar los niveles de iluminación calculados, por lo cual se deberá tener en cuenta lo contemplado en el numeral 510.7 del RETILAP, donde menciona "Debe tenerse en cuenta que no es necesario podar los árboles más allá de las ramas que interfieran con el haz luminoso útil (Véase la figura 19 510.7). ya que el follaje restante permite mejorar el apantallamiento de la instalación y, por ende, mejora la visibilidad por efecto de silueta"



Ángulo de línea de poda "A"	Altura de poda (del árbol)
70°	M = 0,36 D
75°	M = 0,26 D
80°	M = 0,17 D

FIGURAS 5 Separación mínima entre árboles y los postes con las luminarias de alumbrado público, para evitar sombras sobre la vía – Figura 510.7 del RETILAP

Teniendo en cuenta que el proyecto es sobre sectores en la parte rural se debe tener cuenta la distancia de árboles al poste que se va instalar para realizar le respectiva poda correspondiente. Adicionalmente, las interdistancias analizadas en el presente estudio, son las máximas obtenidas debido a las condiciones de la vía, se debe mantener la interdistancia analizada con la potencia de luminaria que se selecciono para garantizar los niveles mínimos de iluminación. De esta manera, previo al inicio del proceso de instalación de luminarias, se deberá analizar el caso puntual de cada punto luminoso.

ANEXO 1.

CÁLCULO DE REGULACIÓN DE VOLTAJE Y PÉRDIDAS DE LA RED DE M.T Y BT.

ANEXO 2

MEMORIAS DE ILUMINACION

ANEXO 3

MATRICULA PROFESIONAL DEL DISEÑADOR
CERTIFICADO DE EXPERIENCIA
DECLARACIÓN RETIE DEL DISEÑADOR.
DECLARACIÓN RETILAP DEL DISEÑADOR.
MEMORIAL DE RESPONSABILIDAD

ANEXO 4.

DISPONIBILIDAD APROBADA

ANEXO 5.

PLANOS ELÉCTRICOS.

ANEXO 6.

PRESUPUESTO
ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS
AIU

ANEXO 7.

ESPECIFICACIONES TECNICAS

MEMORIAS DE CÁLCULO

PROYECTO: AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO DE TORRES DE CUBARRO

PROPIETARIO: EMPRESA DE SERVICIO DE ALUMBRADO PÚBLICO DE YOPAL SAYOP S.A.S E.S.P.
NIT: 901.380.793-1

DIRECCION: CASCO URBANO YOPAL CASANARE – CARRERA 33A

DISEÑADO POR: JOSE MIGUEL HERNANDEZ RODRIGUEZ
Ingeniero Electromecánico
Mat. Prof. No. M.P. BY250-105172

APROBACIÓN ENERCA S.A E.S. P

YOPAL, AGOSTO DE 2026

Contenido

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO 7

1.2. 7
1.3. LOCALIZACIÓN: 7

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 7

2.1. OBJETO Y ALCANCE 8
2.2. CIRCUITO ALIMENTADOR DEL PROYECTO. 9
2.3. ARRANQUE 9
2.4. TRANSFORMADOR: 9

3. ITEMS DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE 9

4. ESPECIFICACIONES TECNICAS 11

5. PARÁMETROS DE DISEÑO 12

6. ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, FACTOR DE POTENCIA DE ARMONICOS 12

7. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO 13

8. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO 16

• REDES DE SECUENCIA PARA DETERMINAR FALLAS 16

T1 TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PÚBLICO 5 KVA 19

9. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS ESTUDIO DE RIESGO ELÉCTRICO 21

9.1. SELECCIÓN DE DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN CONTRA SOBRETENSIONES (DPS) 21
9.2. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO ATMOSFÉRICO (BIL O LIWL): 22
9.3. TENSIÓN SOPORTADA AL IMPULSO TIPO MANIOBRA (BSL O SIWL): 22
9.4. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES TEMPORALES: 22
9.5. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES DE MANIOBRA: 23
9.6. CÁLCULO DE LAS SOBRETENSIONES DE ATMOSFÉRICAS: 23
9.7. CÁLCULO DE TENSIÓN NOMINAL MÍNIMA NORMALIZADA DEL DPS: 23
9.8. DPS BAJA TENSION 23
9.9. DPS EN MEDIA TENSIÓN 24
9.10. DISTANCIA DE FUGA 26

10. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELECTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO 28

10.1 EVALUACIÓN DEL NIVEL DE RIESGO. 33
10.2 ARCOS ELECTRICOS 36
10.3 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 38
10.4 CONTACTO DIRECTO 40
10.5 CONTACTO INDIRECTO 42
10.6 CORTOCIRCUITO 43
10.7 ELECTRICIDAD ESTÁTICA 45
10.8 EQUIPO DEFECTUOSO 46
10.9 RAYOS 47

10.10 SOBRECARGA 49
10.11 TENSION DE CONTACTO 50
11. ANALISIS DE NIVEL TENSION REQUERIDO 52
12. CALCULOS DE CAMPO ELECTROMAGENETICOS 52
13. CALCULOS DE TRANSFORMADORES 52
14. CALCULOS DEL SISTEMA PUESTA TIERRA 54
14.1. CONDICIONES GENERALES DEL TERRENO. 57
14.2. DISEÑO DE MALLA DEL SPT PARA LOS TRANSFORMADORES DE 5 KVA 57
RESISTIVIDAD DEL TERRENO DE 5 KVA 57
15. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES 60
16. VERIFICACION DE CONDUCTORES 61
• CAPACIDAD AMPERIMÉTRICA PARA LA RED BAJA TENSIÓN 5 KVA 63
17. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS 64
18. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES. 64
19. CALCULO DE CANALIZACIONES. 70
20. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA 70
20.1. REGULACIÓN Y PERDIDAS EN BAJA TENSIÓN 70
21. CALCULOS DE REGULACION 73
22. CLASIFICACION DE AREAS 74
23. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES 74
24. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS 74
25. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS 75
26. DISTANCIAS DE SEGURIDAD 75
26.1. DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES 76
26.2. DISTANCIAS MÍNIMAS PARA PREVENCIÓN DE RIESGO POR ARCO ELÉCTRICO 79
26.4. CHEQUEO MECÁNICO DEL CONDUCTOR. 82
26.5. Curva para la Plantilla a Temperatura Máxima. *83*
26.6. CÁLCULO DE PLANTILLAS. 84
27. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES DE PARTICULARES 85
28. MEMORIAS DE ILUMINACION 88
LOCALIZACIÓN: CASCO URBANO YOPAL CASANARE CARRERA 33A 88
NUMERO DE USUARIOS 88
APOYOS 88

29. DESRIPCION DEL PROYECTO 89
30. PARAMETROS FOTOMETRICOS DE DISEÑO 89
31. PARAMETROS BASICOS APLICADOS EN TODAS LA MODELACIONES 90
32. PERFILES VIALES AVALADOS POR LA ENTIDAD CORRESPPONDIENTE 91
IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS A ILUMINAR 91
PARÁMETROS DE DISEÑO 94
3. CATEGORIZACIÓN DEL PROYECTO 95
4. ESQUEMA DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PUBLICO 96
5. RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS LUMINARIA SELECCIONADAS 102
7. COMPONENTE AMBIENTAL 105

Índice de tabla

FIGURA 1 LOCALIZACIÓN DE GEOGRÁFICA 7
FIGURA 2 SECTOR CARRERA 33A 8
FIGURA 3 REDES DE SECUENCIA 17
FIGURA 4 CURVA PARA CALCULAR EL FACTOR K 20
FIGURA 5. RANGOS DE AMPLITUD Y DURACIÓN TIPOS DE SOBRETENSIONES 22
FIGURA 6 FACTORES DE RIESGOS ARCOS ELÉCTRICOS 36
FIGURA 7 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 38
FIGURA 8 ANÁLISIS FACTORES DE AUSENCIA DE ELECTRICIDAD 39
FIGURA 9 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO E INDIRECTO 40
FIGURA 10 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 42
FIGURA 11 FACTORES DE RIESGOS CORTO CIRCUITO 44
FIGURA 12 FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 45
FIGURA 13 FACTORES DE RIESGOS EQUIPO DEFECTUOSO 46
FIGURA 14 FACTORES DE RIESGOS RAYOS 48
FIGURA 15 FACTORES DE RIESGOS SOBRECARGA 49
FIGURA 16 FACTORES DE RIESGOS TENSIÓN DE CONTACTO 51
FIGURA 17 MALLA DE 30 LINEAL Y 5 ELECTRODOS 60
FIGURA 18 DETALLE FUSIBLE SR 67
FIGURA 19 TABLA DE SELECCIÓN DE PROTECCIÓN EN BT TRANSFORMADOR 67
FIGURA 20 CURVA TÉRMICA DE UN TRANSFORMADOR Y CURVA DE CORRIENTE DE CONEXIÓN (INRUSH) 68
FIGURA 21. SUPERPOSICIÓN CURVAS PROTECCIONES Y CORRIENTES PARA TRANSFORMADOR DE 5 KVA 70
FIGURA 22 DISTANCIAS DE SEGURIDAD EN ZONAS DE CONSTRUCCIONES 78
FIGURA 23 DISTANCIAS VERTICALES MÍNIMAS EN VANOS CON LÍNEAS DE DIFERENTES TENSIONES 79
FIGURA 24: DISTANCIAS MÍNIMAS DE APROXIMACIÓN A EQUIPOS ENERGIZADOS 81
FIGURA 25 DISTRIBUCIÓN PERFIL VIAL 1 SIMULACIÓN DIALUX 93
FIGURA 26 DISTRIBUCIÓN DE LAS ZONAS QUE COMPONEN EL PERFIL VIAL 1 94
FIGURA 27 TABLA 3.3.1.5 DEL RETILAP – REQUISITOS MÍNIMOS DE ILUMINACIÓN PARA TRÁFICO PEATONAL 94
FIGURA 28 TABLA 3.3.1.2 A DEL RETILAP – REQUISITOS MÍNIMOS DE ILUMINACIÓN PARA VÍAS CON CICLORRUTAS Y ANDENES ADYACENTES 95
FIGURA 29 TABLA 610.2 DEL RETILAP- CATEGORIZACIÓN DE LOS PROYECTOS PARA ALUMBRADO PUBLICO 96
FIGURA 30 RESULTADOS PERFIL 1 CALZADA 1, CRITERIO DE ILUMINANCIA 100
FIGURA 31RESULTADOS OBTENIDOS PARA EN ANÁLISIS FOTOMÉTRICO PERFIL 1, CRITERIO DE LUMINANCIA. 102
FIGURA 32 DESCRIPCIÓN DE INSTALACIÓN LUMINARIA PERFIL 103
FIGURA 33. CALZADA 1 DEL PERFIL VIAL 1. 104
FIGURA 34. RESULTADOS SIMULACIÓN DE ILUMINACIÓN PARA EL PERFIL 1 CALZADA 1. 104
FIGURA 35 DETALLE DE CONEXIÓN DE LAS LUMINARIAS 105

TABLA 1: INFORMACIÓN DEL TRANSFORMADOR 9
TABLA 2 CUADRO CARGAS DEL TRANSFORMADOR 13

TABLA 3 CUADRO CARGAS DEL TRANSFORMADOR 13
TABLA 4 TABLA IEC 60071-1 NIVELES BÁSICOS DE AISLAMIENTO AL IMPULSO 14
TABLA 5 NORMA IEC 60071-2 GRADO DE CONTAMINACIÓN. 15
TABLA 6. DATOS DEL OPERADOR DE RED 17
TABLA 7 TENSIÓN DE CC 18
TABLA 8 GRADO DE CONTAMINACIÓN ESTABLECIDO (FUENTE EBSA S.A. E.S.P 27
TABLA 9 INDICADOR DEL PARÁMETRO DEL RAYO. 30
TABLA 10 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL USO DE LA ESTRUCTURA 31
TABLA 11 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL TIPO DE ESTRUCTURA LT 31
TABLA 12 SUBINDICADOR RELACIONADO CON EL ÁREA Y ALTURA DE LA ESTRUCTURA IAA. 32
TABLA 13 CLASIFICACIONES PARA LA EVALUACIÓN DE RIESGO 32
TABLA 14 MATRIZ DE NIVELES DE RIESGOS. 32
TABLA 15 MATRIZ DE NIVELES DE RIESGOS 33
TABLA 16 MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO 35
TABLA 17 ANÁLISIS DE RIESGOS ARCO ELÉCTRICO 37
TABLA 18 ANÁLISIS. FACTORES DE RIESGOS CONTACTO DIRECTO 41
TABLA 19 CALCULO DE CARGAS TRANSFORMADORES 53
TABLA 20 CALCULO DE CARGA TRANSFORMADOR 54
TABLA 21 VALORES DE REFERENCIA PARA RESISTENCIA DE PUESTA TIERRA. 55
TABLA 22 VALORES DE REFERENCIA PARA LOS ELECTRODOS DE PUESTA TIERRA 56
TABLA 23 NORMA ANSI C57.12.00 (81980) DEFINE LAS SIGUIENTES CATEGORÍAS 69
TABLA 24 REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 73
TABLA 25 REGULACIÓN EN MEDIA TENSIÓN 74
TABLA 26 DISTANCIA MÍNIMAS DE SEGURIDAD 77
TABLA 27 TABLA PARA EL NIVEL MÍNIMO DE PROTECCIÓN 80
TABLA 28: CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LOS CONDUCTORES 82
TABLA 29 CONDICIONES MECÁNICAS PARA EL CONDUCTOR NO. 2 ACSR 83
TABLA 30 CALCULO DE TENSIÓN DEL CONDUCTOR EN VANO REGULADOR DE 528M. PARA CABLE ACSR NO.2. 83
TABLA 31 TABLA. 3.3.1 2.A. REQUISITOS FOTOMÉTRICOS MANTENIDOS POR CLASE DE ILUMINACIÓN PARA TRAFICO MOTORIZADO CON BASE EN LA LUMINANCIA DE LA CALZADA Y SUS ESPACIOS ADYACENTES. ADAPTADA DE LA NORMA CIE 115-2010 90
TABLA 32 TABLA 3.3.1.1 A DEL RETILAP – CLASES DE ILUMINACIÓN PARA VÍAS VEHICULARES—PERFIL 1 92
TABLA 33 RESUMEN DE ESQUEMA DE MANTENIMIENTO 98

1. RESUMEN GENERAL DEL PROYECTO

1.1. Nombre: AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO DE TORRES DE CUBARRO

1.2.

1.3. Localización:

El proyecto se encuentra localizado en el Casco Urbano, del municipio de Yopal.

LOCALIZACIÓN:



Figura 1 Localización de Geográfica

El proyecto tiene como objeto la elaboración de los diseños eléctricos necesarios para la construcción de las redes de media y baja tensión, con el fin de garantizar un suministro confiable y adecuado de energía eléctrica. En este contexto, para el sector de la carrera 33ª se implementará un sistema de alumbrado público independiente.

Para la ejecución del presente proyecto se contempla la intervención de la Carrera 33A mediante la conexión de Un (1) transformador de 5kVA, , en punto de media tensión suministrados por la empresa ENERCA S.A. E.S.P. Dicha intervención comprende la instalación de Veinte (20) unidades de iluminación y la implementación de un sistema independiente de alumbrado público, con luminarias LED de alta eficiencia energética, en cumplimiento de los parámetros técnicos establecidos en el RETILAP 2024.

Lo anterior permitirá optimizar la distribución del suministro eléctrico destinado al sistema de iluminación pública, mejorar los niveles de iluminancia en las áreas intervenidas y fortalecer las condiciones de seguridad vial en municipio de Yopal, departamento de Casanare

2. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

2.1. Objeto y alcance.

Se proyecta el montaje de una (1) subestación tipo poste en 710, monofásica y de uso exclusivo para el sistema de alumbrado público, equipada con sus respectivas protecciones y sistema de puesta a tierra, conforme a las normas y cálculos aplicables. La subestación contara con transformadores de 5 KVA.

El objetivo principal del presente diseño es la construcción de la subestación y el sistema de baja tensión exclusivos para el alumbrado público, mediante un (01) transformador de 5 KVA que alimentará a 20 luminarias a lo largo de la carrera 33A El proyecto se desarrolla bajo el cumplimiento de las normas de distribución y subtransmisión, las especificaciones técnicas y parámetros establecidos por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P., así como lo dispuesto en el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y las Normas Técnicas Colombianas NTC 2050, NTC 950, NTC 5019 y NTC 4552-2. Todas las especificaciones técnicas se complementan con lo indicado en los planos, diagramas y detalles entregados junto con el presente diseño.



Figura 2 sector carrera 33A

2.2. Circuito alimentador del proyecto.

De acuerdo a la disponibilidad de servicio de media tensión a 13,2kV existente las redes corresponden a los siguientes circuitos

- 5 KVA 15471

2.3. Arranque

5.347405: Latitud
-72.385907: Longitud

2.4. Transformador:

TRANSFORMADORES	POTENCIA [KVA]	ARRANQUE	LUGAR DEL TRANFORMADOR
T	5 KVA	5.347405: Latitud -72.385907: Longitud	5.347405: Latitud -72.385907: Longitud

Tabla 1: Información del transformador

3. ITEMS DE CUMPLIMIENTO DEL RETIE

ÍTEM DE CUMPLIMIENTO	APLICA	NO APLICA	JUSTIFICACIÓN
a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	X		Ver numeral 6
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	X		Ver numeral 7
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	x		Ver numeral 8

d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	x		Ver numeral 9
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	x		Ver numeral 10
f. Análisis del nivel tensión requerido.	x		Ver numeral 11
g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 Resol. 90708 RETIE		x	Ver numeral 12
h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	x		Ver numeral 13
i. Cálculo del sistema de puesta a tierra.	x		Ver numeral 14
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	x		Ver numeral 15 y anexo
k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente *de cortocircuito de la red* y la *capacidad de corriente* del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEEE 242, capitulo 9 o equivalente.	x		Ver numeral 16
l. Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos.	x		Ver numeral 17
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación contra las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947- 2 Anexo A.	x		Ver numeral 18
n. Cálculo de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).		x	Ver numeral 19
o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	x		Ver numeral 20 y ver anexo
p. Cálculos de regulación	x		Ver numeral 21 ver anexo
q. Clasificación de áreas.		x	Ver numeral 22
r. Elaboración de diagramas unifilares.	x		Ver numeral 23 ver anexo
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	x		Ver numeral 24 ver anexos

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	x		Ver numeral 25
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.	x		Ver numeral 26
v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.		x	Ver numeral 27
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	Ver numeral 28

4. ESPECIFICACIONES TECNICAS

CAPACIDAD INSTALADA: El proyecto tiene un total de 5KVA, instalado en un trasformador con carga total 1.333kva

TIPO DE SERVICIO: Debido a la capacidad instalada y al uso exclusivo para alumbrado público, se toma el servicio a un nivel de tensión de 13,200 V, 60 Hz, sistema bifásico trifilar (tres hilos)

TRANSFORMADOR: Se instalará un (01) transformadores de 5 kVA, con tensión primaria de 13,200 V y tensión secundaria de 480 V entre fases y 240 V entre fase y neutro, con variación de ±5%

PROTECCIÓN Y MANIOBRA: Se dispone de pararrayos, cortacircuitos, puesta a tierra, ubicados estratégicamente para protección del personal e instalaciones de alguna anomalía y para suspender – restituir el servicio en caso de mantenimiento. Apantallamiento de acuerdo a la NTC 4552-2.

CONFIGURACIÓN DEL SISTEMA: Todos los elementos están dispuestos en forma radial y las protecciones en cascada.

CARACTERÍSTICAS DE LA CARGA: Por la naturaleza se asume con un factor de potencia 0.9 inductivo.

POTENCIA A INSTALAR: Los cálculos de la potencia a instalar se determinaron de acuerdo a las cargas instaladas (ver plano) según requerimientos de las luminarias que se va a suministrar el servicio, teniendo en cuenta los equipos a instalar, tal como se muestra en el diagrama unifilar del plano adjunto.
PUESTA A TIERRA: Se construirá un sistema de puesta a tierra de acuerdo al diseño hecho para tal fin.

Red de baja tensión trenzado alumbrado Público: 2x35 mm2+1x35 mm2 = 0.6 km

REDES ALUMBRADO PÚBLICO: Teniendo en cuenta que las vías del sector urbano corresponden a la categoría M4 y considerando los niveles de iluminación requeridos, el alumbrado público se ejecutará mediante luminarias tipo LED BELUGA de la marca UNILUMIN, de 60 W y tensión de 240 V. Esta selección responde a las necesidades arquitectónicas del proyecto, que al momento de este diseño no se encuentran especificadas en los planos. Para la alimentación de las luminarias se utilizarán redes de baja tensión en configuración de red trenzada exclusiva, conectadas mediante cable de cobre THW calibre No. 12 AWG o superior, de acuerdo con los cálculos de regulación. Todas las luminarias estarán controladas mediante fotocelda individual.

5. PARÁMETROS DE DISEÑO

Este diseño se ha realizado teniendo en cuenta las especificaciones y recomendaciones de la EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.

Para la realización de este diseño óptimo se contó con los siguientes parámetros:

- Regulación Primaria en Operación Normal: 3% máximo.
- Regulación Secundaria en Operación Normal: 5% máximo.
- Distribución Primaria Trifásica: 13,2 KV
- Tensión de distribución para la red de baja tensión para AP: 240- 480 V.
- Factor de Potencia de la Carga: 0.9 (-).
- Perdidas de potencia secundarias 5% máximo
- Perdidas de potencias primarias 3% máximo.

6. ANALISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, FACTOR DE POTENCIA DE ARMONICOS

Aplicando el criterio establecido en la NTC 2050, Artículo 220-37, se calcula la demanda máxima del sistema de alumbrado público en el sector de la carrera 33 en la vía, Los resultados obtenidos se presentan en el siguiente cuadro.

0										
ITEM	CIRCUITOS	VOL (V)	POTENCIA ACTIVA (W)	F P	POTENCIA S (VA)	In (A)	CONDUCTOR [AWG] THW		OBSERVACION
	VL	480							
	VF	240							

1	A1	240	660	0.9	733.333	3.055	2*35+1*50mm²	2x20 A	C1
2	A2	240	540	0.9	600	2.5	2*35+1*50mm²	2x20 A	C2
TOTAL			**1200**	**0.9**	**1333.33**	**5.55**	2*35+1*50mm²		**TRAFO**

Tabla 2 Cuadro cargas del transformador

TRAFO	
CARGA INSTALADA TOTAL	5 KVA
FACTOR DE UTILIZACION	0.9
CARGA DE DEMANDA	1333.33

Tabla 3 Cuadro cargas del transformador

T2:	
CARGA INSTALADA TOTAL	5 KVA
FACTOR DE UTILIZACION	0.9
CARGA DE DEMANDA	1.8 KVA

Se deja capacidad de carga disponible para posibles ampliaciones o incrementos de carga futura. No aplica la realización de análisis de armónicos, dado que las cargas consideradas en el sistema son lineales y no generan distorsión significativa en la forma de onda de corriente o tensión

7. ANALISIS DE COORDINACION DE AISLAMIENTO

Se realiza un análisis simplificado, según el estándar IEC 60071-1 muestra la tabla en la que se evidencia los niveles básicos de aislamiento al impulso (BIL) estandarizados según la tensión de servicio. Para el caso de la red de media tensión se tiene un nivel de tensión de 13.2 Kv, ubicándose en el rango de 15 KV de tensión nominal del sistema según la siguiente tabla

Tensión nominal del sistema	Tensión máxima entre fases	Nivel de aislam. Al impulso	S. A. 2.000 m s.n.m.	TCF NORMA L 60, 0.361	TCF DISEÑO TCF NORM	Distancia mínima fase tierra (cm)		Distancia mínim fase tierra DIN VDE 0101 IEC 71	
3	3.5	45	0.893	50.4	52.4	5.57	5.53	15	15
6	7.2	60	0.893	67.2	69.9	11.75	12.71	15	15
10	12	75	0.893	84	87.4	18.19	19.09	15	15
13	17.5	95	0.893	106.4	110.6	27.62	28.12	15	15
20	24	125	0.893	140	145.6	23.95	26.46	21.5	16
30	36	170	0.893	190.4	198	32.15	36.32	32.5	27
45	52	250	0.893	280	291.2	47.3	52.97	52	43
60	72.5	325	0.893	364	378.5	63.49	68.86	70	58
69	800	350	0.893	392	407.3	71.09	80.51	87	73
88-110	100-123	450	0.893	504	524.1	96.14	96.34	98	99
110-132	123-145	550	0.893	616	640.6	134.1	136.53	110	95
132-150	145-170	650	0.893	728	757	171	177.1	130	110
150	170	750	0.893	840	873.6	141.9	164.9	165	135
220	245	825	0.893	924	961	150.1	174.79	176	165
220	245	900	0.893	1008	1048.2	170.3	190.68	190	175
220-275	245-300	1050	0.893	1176	1222.8	198.6	222.46	220	195
275-330	300-362	950	0.893	1064	1106.6	222	250	245	205
330-380	362-420	950	0.893	1064	1106.6	260	301	270	240
380	420	1050	0.893	1176	1223.0	317	355	310	280
500	525	1175	0.893	1316	1368.4	361	429	430	410
700	765	1550	0.893	1736	1805.2	509	651	627	

Tabla 4 Tabla IEC 60071-1 niveles básicas de aislamiento al impulso

Para determinar las distancias mínimas de fuga se debe determinar el grado de contaminación conforme a la norma IEC 60071-2, cuya tabla se relaciona a continuación:

GRADO DE CONTAMINACION	DESCRIPCIÓN	DISTANCIA MINIMA DE FUGA (Df)
I – Insignificante o Ligero	-Áreas sin zonas industriales y con baja densidad de casas equipadas con sistemas de calefacción. - Áreas con baja densidad de industrias o casas sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas agrícolas (1). - Áreas montañosas. Todas estas áreas están situadas al menos 10 a 20 km. Del mar y no deberán estar expuestas a vientos directos de la zona marina.	16 m/kV
II – Medio o Mediano	-Áreas con industrias que no producen humos contaminantes y/o con densidad promedia de casas equipadas con instalaciones de calefacción. - Áreas con alta densidad de casas y/o industrias, pero	20 mm/kv

	sometidas a vientos y lluvias frecuentes. - Áreas expuestas a los vientos del mar, pero no demasiado cerca de la costa al menos varios kilómetros de distancia	
III – Alto	- Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calentamiento que producen contaminación. - Áreas cercanas al mar o en cualquier caso expuestas a vientos relativamente fuertes desde el mar.	25 mm/kv
IV – Muy alto	-Áreas generalmente de moderada extensión sometidas a polvos conductores y a humos industriales que producen depósitos conductores densos. - Áreas generalmente de extensión moderada, muy cercanas al mar y expuestas a lluvias y a vientos fuertes y contaminados desde el mar. - Áreas desérticas, caracterizadas por no lluvias por largos periodos, expuestas a fuertes vientos que arrastran arena y sal y sometidas a condensación regular.	31 mm/kv

Tabla 5 Norma IEC 60071-2 grado de contaminación.

De acuerdo a la siguiente ecuación podemos calcular la distancia total de fuga.

$$Dt = \frac{Vmax}{\sqrt{3}} * Df * \delta$$

Donde:
Dt = Corresponde a la distancia total de fuga a calcular.

Vmax = Es el valor de la tensión máxima de operación dado en Kv
Df = Es la distancia mínima de fuga tomada de la anterior tabla en mm/Kv
δ = Es el factor de corrección determinado por la ecuación:

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

Donde:
h = Es la Altura sobre el nivel del mar representado en metros.

Para el cálculo en el presente diseño se tiene:

Vmax = 17.5 Kv (según recomendación del operador)
Df = 16mm/Kv
h = 350 mts

se tiene que:

$$Dt = 168.93\ mm$$

De acuerdo con el cálculo anterior se tiene que la distancia de fuga de los aisladores debe ser superior a los 169 mm. De esta forma se obtiene que, para un BIL DE 95 Kv, según la norma IEC, las distancias de fuga deben ser mínimo de 160mm, por lo tanto, dicho calculo cumple.

Con todo lo anterior se evidencia que los equipos seleccionados para el diseño cumplen los requisitos mínimos de aislamiento para la tensión requerida.

8. ANALISIS DE CORTOCIRCUITO

Se calculará la corriente de cortocircuito del transformador a instalar, y se analizarán las corrientes simétricas y asimétricas de la subcentral a la que se encuentre conectado el centro de distribución del cual se alimentará la subestación del presente proyecto, y de acuerdo con lo especificado en las condiciones de servicio del operador de la red.

- **REDES DE SECUENCIA PARA DETERMINAR FALLAS**

La falla en el sistema de energía significa que el sistema se pone en un estado de funcionamiento desequilibrado. La posición desequilibrada del sistema de potencia se reemplaza por el conjunto positivo y equilibrado, y un conjunto de secuencia negativa equilibrada simétrica y un conjunto de secuencia cero de fase única. Cuando la falla ocurre en el sistema, se considera que el conjunto de tres secuencias se inyecta en el sistema. El voltaje y la corriente posteriores al fallo están determinados por la respuesta del sistema de cada conjunto de componentes.

Para determinar la respuesta del sistema tres, se utiliza el componente de secuencia. Consideró que cada red de secuencia se reemplaza por el circuito equivalente de Thévenin entre dos puntos. La red de cada secuencia se puede reducir a un solo voltaje y una sola impedancia, como se muestra en la siguiente figura. La red de secuencias está representada por el cuadro en el que un punto es el punto de falla y el otro es el potencial cero del bus de referencia N.

No.	PUNTO DE CONEXIÓN		CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO POR EL OPERADOR	
	LATITUD	LONGITUD	Icc 3f	Icc 1f
1	5.347405	-72.385907	2.34	1.76

Tabla 6. Datos del operador de red

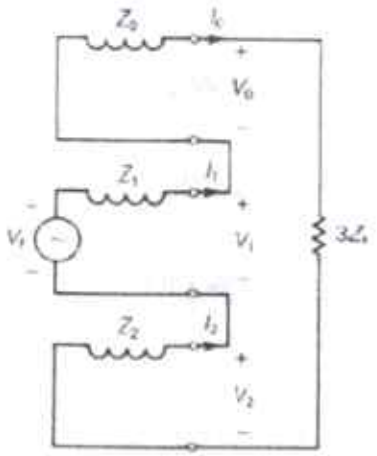


Figura 3 Redes de secuencia

Para calcular la corriente de cortocircuito utilizaremos el método simplificado de las impedancias tomada del Cuaderno Técnico Nº 158 Cálculo de corrientes de cortocircuito.

La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thévenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red se sustituyen por sus impedancias.

Impedancia de la red pública: Impedancias de la red aguas arriba en la mayor parte de los cálculos no se va más allá del punto de suministro de energía. El conocimiento de la red aguas arriba se limita

generalmente a las indicaciones facilitadas por la compañía distribuidora, es decir, únicamente a la potencia de cortocircuito Scc (en MVA) en el punto de conexión a la red

$$\mathbf{Za} = \frac{\mathbf{Vn\text{^}2}}{\boldsymbol{Scc}}$$

Siendo V la tensión línea de la red, en vacío.

La relación entre la resistencia y la reactancia del circuito aguas arriba se deducen a partir de Ra/Za en AT, tomando:

$$\frac{Ra}{Za} = 0.3\ en\ 6\ Kv$$

$$\frac{Ra}{Za} = 0.2\ en\ 20\ Kv \rightarrow Nivel\ de\ Tensión\ cercano$$

$$\frac{Ra}{Za} = 0.1\ en\ 150\ Kv$$

Impedancia interna del transformador:

Esta impedancia se calcula a partir de la tensión de cortocircuito Vcc expresada en %:

$$zt = \frac{Vcc * Vn}{Sn}$$

Vn= tensión de línea, en vacío, del transformador
Sn= potencia aparente del transformador
Vcc= tensión que debemos aplicar al primario del transformador para que el secundario sea recorrido por la intensidad nominal In, estando los bornes del secundario BT en cortocircuito.

Para los transformadores de distribución MT/BT, las normas armonizadas (HD 428.1S1) fijan los valores de Vcc en la tabla de: Tensión de cortocircuito Vcc normalizada para los transformadores MT/BT de distribución pública.

Potencia del transformador MT/BT (en KVA)	≤ 630	800	1000	1250	1600	2000
Tensión de cortocircuito u_{cc} (en%)	4	4,5	5	5,5	6	7

Tabla 7 tensión de CC

Es importante destacar que la precisión de estos valores influye directamente en el cálculo de Icc, puesto que un error de X% sobre u CC induce a un error del mismo orden (x%) sobre ZT.

En general RT << XT, del orden de 0,2 XT y la impedancia interna de los transformadores puede asimilarse a la reactancia XT.

Para pequeñas potencias, es necesario el cálculo de ZT ya que la relación RT/XT es mayor.

Entonces, esta resistencia se calcula a partir de las pérdidas por efecto Joule (W) en los arrollamientos:

$$W = 3 * Rt * In^2$$

$$Rt = \frac{W}{3 * In^2}$$

Para hallar la impedancia tenemos:

$$Zt = \frac{Vcc * Vn^2}{Sn}$$

Para el transformador seleccionado se tiene:

T1 TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PÚBLICO 5 KVA

Nivel de tensión: 13.200/ 480 / 240V
Vcc: 4%
Sn: 5.000 VA
Icc1: 1.76 KA

Así tenemos que: Zt =1393.92 mΩ

Considerando que Xt=Zt X del transformador

Xt = 1393.92 mΩ

Y considerando las impedancias de la red pública tenemos:

$$\frac{Ra}{Za} = 0{,}2 \; en \; 20 \; KV \rightarrow Nivel \; de \; tensión \; cercano$$

Tenemos entonces: $Rt = 0.2 \; Xt$

$$Rt = 278.78\ m\Omega$$

Adicionalmente considerando a Xr y a Rr despreciables frente a Xt y a Rt, tenemos así que la Corriente de cortocircuito simétrica es igual a:

$$Icc - sim = \frac{Vnsec}{\sqrt{3} * Zt}$$

$$Icc - sim = 0{,}19A$$

Según la IEC60909, y con el supuesto que Rt/Xt=0,2, de la siguiente curva hallaremos el factor K para asi hallar la corriente de cortocircuito asimétrica:

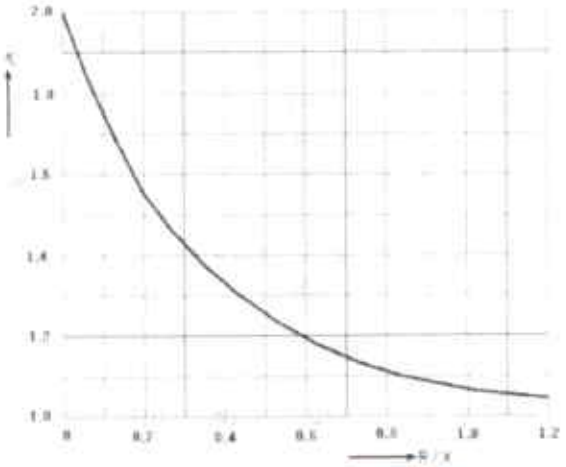


Figura 4 Curva para calcular el factor K

Tenemos así que K = 1,53

$$Icc - Asim = \sqrt{2} * K * Icc - sim$$

$$Icc - Asim = 3.808\ KA$$

9. ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS ESTUDIO DE RIESGO ELÉCTRICO

El rayo es un fenómeno meteorológico de origen natural cuyos parámetros físicos varían en el tiempo y el espacio. La mayor incidencia de rayos en el mundo se da principalmente en América tropical, África Central y el norte de Australia, Colombia se encuentra situada en la zona de confluencia intertropical por lo cual presenta una de las actividades cerámicas más altas del planeta. Por Este motivo es de vital importancia contar con formas de protección contra este fenómeno.

El propósito de la evaluación del factor de riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada y determinar si este sistema debe ser integral (NTC 4552).

El sistema integral estará compuesto por los siguientes elementos:
Sistema de protección externo
Sistema de protección interno
Sistema de alarma

La metodología de cálculo del nivel de riesgo permitirá determinar cuáles de los elementos anteriores deberá comprender el sistema de protección a implementar en cada caso.

9.1. Selección de dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS)

- **Consideraciones básicas generales**:

Tensión nominal de operación entre fases: 13.2 KV
Tensión máxima de operación entre fases: 14.4 KV
Tensión base: 13.2KV x √2/√3: 15 KV
Tensión de flameo corregido para 15 KV: 95 KV
Pararrayos o DPS de óxido de zinc (ZnO)
Sistema sólidamente aterrizado
Altura sobre el nivel de mar planta H: 350 m
Características pararrayos:
Tensión máxima de residual para impulso atmosférico 8/20us: 49.41 KV

Según lo solicitado por el operador de red de la región, ENERCA S.A.E.S.P., para redes de distribución de media tensión el BIL para los equipos a instalar sobre las líneas aéreas será de 95 KV, por lo tanto, para corroborar este valor tenemos el siguiente análisis y soporte teórico:
Las sobretensiones son eventos transitorios mayores a las máximas tensiones de operación del sistema. De acuerdo con el tipo de sobretensión estos pueden ser limitados por distintos medios de protección. La amplitud de las sobretensiones se puede limitar mediante DPS u otros medios de protección. Existen tres tipos de sobretensiones: las temporales, las de maniobra y las atmosféricas. Las temporales y las de

maniobra son consideradas de origen interno del sistema como resultado de un fenómeno transitorio, mientras que las atmosféricas son de origen externo.

9.2. Tensión soportada al impulso tipo atmosférico (bil o liwl):

Es el valor pico de tensión soportada al impulso atmosférico el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se especifica solamente en seco, ya que la soportabilidad de los equipos a estos impulsos, de manera muy general, se afecta poco por la lluvia.

9.3. Tensión soportada al impulso tipo maniobra (bsl o siwl):

Es el valor pico de tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas. Esta tensión se debe especificar en seco y/o bajo lluvia, ya que la soportabilidad de los equipos de maniobra tiende a reducir bajo una lluvia de elevada precipitación. Normalmente la condición en seco se prueba para impulsos de polaridad positiva y la condición bajo lluvia para impulsos de polaridad negativa.
En la siguiente figura se puede visualizar los rangos de amplitud y duración de los tipos de sobretensiones

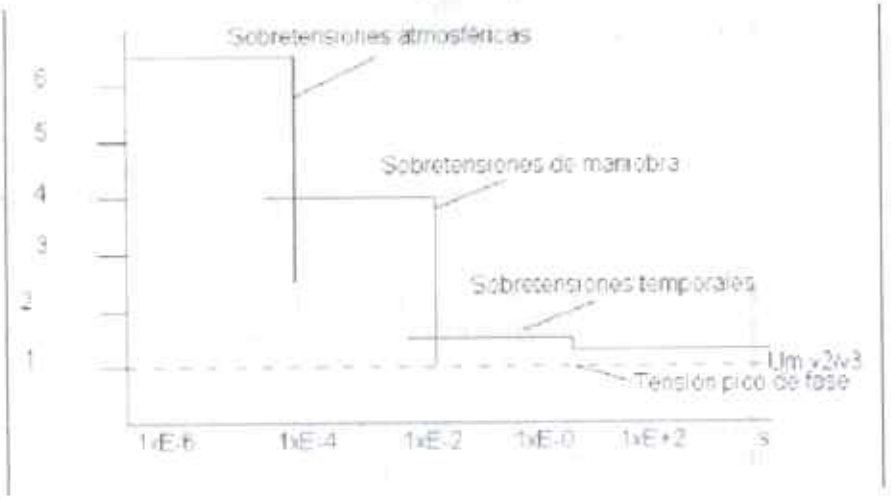


Figura 5. Rangos de amplitud y duración tipos de sobretensiones

9.4. Cálculo de las sobretensiones temporales:

Se caracterizan por presentarse a una frecuencia muy cercana a la industrial y por no ser amortiguadas. Se asocian principalmente con pérdidas de carga, fallas a tierra y resonancias de diferentes tipos. En un sistema bien diseñado, las amplitudes de las sobretensiones temporales no deben exceder de 1.5 p.u. y su duración debe ser menor de 1 segundo.

Sobretensión temporal: 1.5 x V operación: 1.5 x 13.2 KV = 19.8 KV
Sobretensión temporal: 19.8 KV

9.5. Cálculo de las sobretensiones de maniobra:

Las sobretensiones de maniobra están asociadas a todas las operaciones de maniobra y fallas de un sistema: sus altas amplitudes están generalmente en el rango de 2 a 4 p.u., dependiendo mucho de los valores reales del diseño del sistema y de los medios para limitarlos.
Para el nivel de tensión de 13.2 KV, se pueden presentar sobretensiones de maniobra entre 26.4 KV y 52.8 KV.

9.6. Cálculo de las sobretensiones de atmosféricas:

Las sobretensiones de amplitudes grandes pueden entrar a una subestación como resultado de descargas atmosféricas directas sobre una línea o como flameos inversos en una torre o poste. La subestación debe estar protegida contra descargas directas mediante un apantallamiento eficiente. Para tensiones de 13.2 KV su valor está entre 4 y 6 p.u., en nuestro caso el valor de las sobretensiones atmosféricas puede estar entre 52.8 KV y 79.2 KV.
En conclusión, el BIL normalizado debe ser mínimo de 80 KV.

9.7. Cálculo de tensión nominal mínima normalizada del DPS:

La tensión nominal de los DPS de óxido de zinc (ZnO), R, se encuentra teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

9.8. DPS BAJA TENSION

DPS: "Dispositivos de protección contra sobre tensiones" Son elementos que poseen una resistencia variable con la tensión aplicada entre sus terminales. Utilizando esta resistencia variable recortan la onda de tensión cuando supera un límite que puede ser perjudicial para los equipos eléctricos o electrónicos conectados a esa red.
LPZ: "lightning protection zone": Zona donde el ambiente electromagnético está definido.
LPZ Zona de riesgo por impactos directos de rayo.
LPZ Zona protegida contra impactos directos de rayo, pero expuesta al riesgo de todo el campo electromagnético del mismo.
LPZ 1 Corrientes de impulso limitadas por la distribución de la corriente y por dispositivos DPS en los pasos de zona.
LPZ 2 Corrientes de impulso más limitadas por distribución de la corriente y por dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) en los pasos de zona.
Uc: Máxima tensión de operación continúa MCOv: es el valor efectivo de la tensión máxima que, por razones de servicio, puede aplicarse en las bornes de conexión del DPS.

Se plantea el uso DPS de baja tensión según la norma IEC 62305-4 en los tableros de distribución del proyecto.
CORRIENTE DPS CLASE II.
La norma IEC 62305-4 establece la corriente máxima inducida en la formula (A.24), esta depende de parámetros geométricos que varían según el lugar donde se encuentra instalado el DPS.

$$I_{SC.f/max} = 12.6\ 10^{-6}\ h \ln(1 + l/d_{l.w})(w / \sqrt{d_{l/r}})\ i_{f/max}/l \quad (A) \qquad (A.24)$$

En la norma IEC 61643-12, "Low-voltage surge protective devices- Part 12: Surge protective devices connected to low-voltage power distribution systems – Selection an application principles", numeral 5.5.2.1, establece los siguientes rangos para la corriente de los DPS:

(0.5;0.1;0.25;0.5;1.0;1.5;2.0;2.5;3.0;5.0;10;15 y 20) kA.

Dado que la máxima corriente del DPS es 20 kA y aunque el cálculo de la IEC 62305-4 de un menor valor se escoge 20 kA como corriente de los DPS clase II y así asegurar una mayor vida útil. MÁXIMA TENSIÓN DE OPERACIÓN CONTINUA MCOV (Uc): Dado que la tensión de la red son 240 V se especifica:

$$Uc = 240 * 1.2 = 288\ V$$

NIVEL DE PROTECCION

9.9. DPS en media tensión

Con el objetivo de proteger los equipos del sistema ante sobretensiones de origen atmosférico y conmutaciones, se procede a la selección de descargadores de sobretensión adecuados, conforme a los lineamientos establecidos por la norma IEC 60071-1.
- Nivel de Tensión del Sistema: El sistema opera con una tensión nominal de 13.2 Kv, este valor se emplea como referencia para seleccionar los niveles de soportabilidad dieléctrica de los equipos y dispositivos de protección.
- Cálculo de la tensión continua de operación (Uc): Para sistemas efectivamente puestos a tierra, la tensión continua de operación del DPS se determina mediante la siguiente expresión:

$$U_c = \frac{1.05 * U_m}{\sqrt{3}} = \frac{1.05 * 13.2}{\sqrt{3}} = 8$$

Este valor define el límite superior de tensión que el descargador puede soportar en condiciones normales sin entrar en conducción.
- Capacidad frente a sobretensiones temporales (TOV): La capacidad del DPS ante sobretensiones temporales se evalúa con base en el factor de tierra (ke), definido como:

$$TOV = k_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} = k_e * \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 1.4 * \frac{13.2}{\sqrt{3}} = 10.669$$

Cálculo de la tensión nominal del descargador (Ur): La tensión nominal del descargador es el mayor valor entre:

$$U_{r1} = \frac{U_C}{k_a} = \frac{8}{0.8} = 10$$

$$U_{r2} = \frac{TOV}{k_{TOV}} = \frac{10.669}{1.06} = 10.065$$

El valor más alto es $Ur2$, aumentando este valor un 5% se tiene:

$$U_r = 10.57$$

De acuerdo a esto y según la tabla 2 de la norma IEC 60071-1, el nivel de tensión máxima normalizada (Um) que debe considerarse para la coordinación del aislamiento es de 12 kV.

Cálculo de la corriente nominal de descarga (In):

De acuerdo a lo establecido en la IEC-60071-2, y teniendo en cuenta que el pararrayo será para la subestación tipo patio clasificada como SL (Subestaciones para sistemas de distribución – SDL), la corriente nominal de descarga para impulsos tipo rayo es de 10 kA.

Requisitos frente a impulsos tipo onda cortada:

Como la corriente nominal de descarga es de 10 kA, la corriente en forma de onda será de 100 kA, este parámetro garantiza la resistencia del DPS ante eventos extremos de origen atmosférico.

Selección final del DPS: Una vez determinados los valores de Uc, Ur e In, se selecciona el descargador consultando el catálogo del fabricante, para este caso se usará el catálogo de EC donde se tiene:

ngs

Material	DISPOSITIVOS DE PROTECCIÓN DE SOBRETENSIONES TRANSITORIAS (DPS)
Código del Material	3710/15/33 (NUE
i Datos del Proveedor/Fabricante	
Fabricante	EC
Marca del DPS	EC
País de fabricación	CHINA
Nombre o razón social	EC
Código del Proveedor	CA 12/10HD - CA 15/10HD - CA 36/10HD
Teléfono de contacto	3203811152
ii Normas Aplicables	
RETIE	20.14 RETIE

iii Requisitos Técnicos			
a. Constructivos	EC	EC	EC
Referencia	CA 12/10HD	CA 15/10HD	CA 36/10HD
Clase	1 (monopolar)	1 (monopolar)	1 (monopolar)
Clase ANSI	12kv	15kv	36kv
Material	Polimérico	Polimérico	Polimérico
b. Especificaciones técnicas			
Voltaje Nominal (U0/U) kV	12	15	36
Voltaje (Uc) kV	10.2	12.7	29.7
Voltaje Máximo Operativo continuo, MCOV	12.7	12.7	29.7
Voltaje Residual, kV	39.53	45	105
Corriente Nominal de Descarga (In), kA	10	10	10
Soporte regular de Corriente , A	250	250	250
Impulso de Corriente Alta (4/10µs), kA	100	100	100
Voltaje Residual a impulso 1,2 kV (8/20µs)	36	45	108
Distancia de Fuga, mm	630	630	1050
C. Certificados			
Certificado de conformidad de producto RETIE	QCERT ONAC	QCERT ONAC	QCERT ONAC
Certificado de conformidad de producto con norma	QCERT ONAC	QCERT ONAC	QCERT ONAC
iv Marcaciones			
Identificación del fabricante	Si	Si	Si
Año de fabricación	Si	Si	Si
Carga mecánica nominal Nm (kN)	10 kn	10 kn	10 kn
Clasificación ANSI	12 kv	15 kv	36 kv
Cantidad por caja	6 und	6 und	3 und
Peso total por caja	10.38 kg	10.98 kg	14.46 kg
Peso unidad	1.68kg	1.64kg	4.48kg

DPS 36KV DPS 12KV DPS 15KV

Por lo tanto, se selecciona el descargador CA12/10 HD, con tensión nominal de 12 kV y corriente nominal de descarga de 10 kA, correspondiente a la clase SL, adecuada para subestaciones de distribución.

De acuerdo con la recomendación del RETIE 2024, Libro 3, Título 17, Artículo 3.17.14 "Dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias - DPS", se sugiere que la distancia entre los bornes del DPS y el equipo a proteger no supere los 50 cm, con el fin de minimizar los efectos inductivos y mejorar la eficiencia de protección.

9.10. Distancia de fuga

Distancia mínima de fuga: Se calcula la distancia mínima de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2 así:

GRADO DE CONTAMINACION	DESCRIPCION	DISTANCIA MINIMA DE FUGA (D_f)
I - Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción. Áreas con baja densidad de industrias o casas pero sometidas a frecuentes vientos y/o lluvia. Áreas agrícolas. Áreas montañosas. Todas las áreas anteriores deben estar situadas al menos entre 10 y 20 km del mar y no estar sometidas a vientos provenientes del mismo.	16 mm/kV
II – Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción. Áreas con alta densidad de casas y/o industrias pero sujetas a frecuentes vientos y/o lluvias. Áreas expuestas a vientos del mar pero no próximas a la costa.	20 mm/kV
III – Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de combustión produciendo polución. Áreas próximas al mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	25 mm/kV
IV – Muy fuerte	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos. Áreas muy próximas al mar expuestas a vientos muy fuertes. Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	31 mm/kV

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

Tabla 8 Grado de contaminación establecido (Fuente EBSA S.A. E.S.P

De acuerdo con el cálculo anterior, se selecciona para las estructuras de paso el aislador tipo Pin sencillo ANSI 55-5 el cual tiene una distancia de fuga de 305 (mm) cumpliendo con lo calculado de 169(mm).





Fuente: Gamma Colombia

Para las estructuras de retención, se selecciona una cadena de dos aisladores de suspensión ANSI 52-1 cada aislador tiene una distancia de fuga de 180(mm) en total, por lo que la cadena tendría una distancia de fuga de 360(mm) dando cumplimiento al mínimo requerido calculado anteriormente de 169(mm).



NUMERO DE CATALOGO	52 15	8265	8267
CLASE ANSI C29.2 - 1992			
DISTANCIAS CRÍTICAS, mm			

O Para las estructuras de retención en aisladores poliméricos NTC 5537 tiene una distancia de fuga de 355(mm) dando cumplimiento al mínimo requerido calculado anteriormente de 169(mm).



10. ANÁLISIS DE RIESGO DE ORIGEN ELECTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLO

El propósito de la evaluación del nivel del riesgo es establecer la necesidad de utilizar un sistema de protección contra rayos en una estructura dada, y determinar si este sistema debe ser integral. La

evaluación del nivel del riesgo es el elemento más importante en el procedimiento para diseñar un sistema de protección contra rayos y especialmente en el procedimiento de selección del nivel de protección. Por ello el método de evaluación debe ser efectivo y relativamente simple.

Para evaluar el nivel de riesgo se tienen en cuenta cuatro índices clasificando y ponderados dentro de dos características: los parámetros de los rayos y los índices que están relacionados con la estructura.

Los parámetros de las descargas eléctricas atmosféricas utilizados para encontrar el nivel del riesgo son la densidad de descargas a tierra DDT, y la corriente pico absoluta promedio (labs) expresada en kiloamperios, asignando una mayor relevancia a la primera de estas, debido a que existe una mayor probabilidad de que una estructura se vea afectada dependiendo a la cantidad de descargas a la que está expuesta, que de la intensidad de las mismas. Por esta razón se toman proporciones de 0.7 para la DDT y 0.3 para la labs obteniendo la expresión (1). Siendo RDDT el aporte al riesgo debido a la densidad de descargas a tierra y Rlabs el aporte al riesgo ocasionado por la magnitud de la corriente pico absoluta promedio.

Los valores de labs y de DDT deben tener una probabilidad del 50% de ocurrencia, o menos, a partir de los datos multianuales. Además, se debe tomar un área de 3 km x 3 km o menos, teniendo en cuenta la exactitud de la localización y la estimación de la corriente pico de retorno del sistema de localización de rayos. Al encontrar la densidad de descargas a tierra con sistemas de localización confiables, implícitamente se considera la orografía del área, es decir, montaña, ladera, plano, etc., y la latitud.

RIESGO = 0.7RDDT + 0.3R labs

Para calcular el nivel de riesgo, utilizamos las siguientes expresiones y una tabla según normas de diseño de la EBSA, extraída de la norma NTC 4552.

La densidad de descargas a tierra la podemos calcular mediante la expresión:

DDT=0.0017 $NC^{1.56}$

Dónde:

NC = Nivel ceráunico para la zona del proyecto es =40 (NTC4552)
DDT = 3

Corriente de descarga promedio (Colombia) (KA) = 40
Radio de descarga 40 KA (m) = 110

INDICADOR DE PARÁMETROS DEL RAYO					
DENSIDAD DE DESCARGA A TIERRA			**Corriente de pico absoluta promedio (KA)**		
			40<=Iabs	20<=Iabs<40	Iabs<20
	RDDT	Rlabs	1	0.65	0.3
30<=DDT	1		1	0.895	0.79
15<=DDT<30	0.75		0.825	0.72	0.615
5<=DDT<15	0.5		0.65	0.545	0.44
DDT<5	0.25		0.475	0.37	0.265

Tabla 9 Indicador del parámetro del rayo.

	SEVERO
	ALTO
	MEDIO
	BAJO

POR TABLA	
RDDT=	0.25
R labs=	1

DE LAFORMULA (1)	
RIESGO=0.375	
NIVEL DE RIESGO	BAJO

Evaluación Del Indicador De Gravedad:

Está dado por la ecuación:

$IG = I_{uso} + IT + IAA.$

Dónde:

IG = Indicador de gravedad
Iuso = Subindicador relacionado con el uso de la estructura.
IT = Subindicador relacionado con el tipo de estructura.
IAA = Subindicador relacionado con el área y la altura de la estructura.

CLASIFICACIÓN DE LA ESTRUCTURA	EJEMPLOS DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR
A	Teatros, centros educativos, iglesias, supermercados, centros comerciales, áreas deportivas al aire libre, parques de diversión, aeropuertos, hospitales y prisiones.	40
B	Edificios de oficinas, hoteles, viviendas, grandes industrias, áreas deportivas cubiertas.	30
C	Pequeñas y medianas industrias, museos, bibliotecas, sitios históricos y arqueológicos.	20
D	Estructuras no habitadas.	0

Tabla 10 Subindicador relacionado con el uso de la estructura

$I_{uso} = 0$

TIPO DE ESTRUCTURA	INDICADOR
NO METÁLICA	40
MIXTA	20
METÁLICA	0

Tabla 11 Subindicador relacionado con el tipo de estructura IT

IT = 40

ALTURA Y ÁREA DE LA ESTRUCTURA.	INDICADOR
ÁREA MENOR A 900 m2	
ALTURA MENOR A 25 m	5
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20

ÁREA MAYOR A 900 m'	
ALTURA MENOR A 25 m	10
ALTURA MAYOR O IGUAL A 25 m	20

Tabla 12 Subindicador relacionado con el área y altura de la estructura IAA.

IAA = 5

En total el indicador de gravedad es igual:

IG = 45

RESULTADO DE LA SUMA DE LOS SUBINDICADORES DE LA ESTRUCTURA	INDICADOR DE GRAVEDAD
0 A 35	LEVE
36 A 50	BAJA
51 A 65	MEDIA
66 A 80	ALTA
81 A 100	SEVERA

Tabla 13 Clasificaciones para la evaluación de riesgo

Indicador De Gravedad: LEVE

IG / NR	SEVERA	ALTA	MEDIA	BAJA	LEVE
SEVERO					
ALTO					
MEDIO					
BAJO					

ALTO
MEDIO
BAJO

Tabla 14 Matriz de niveles de Riesgos.

Según esta metodología de evaluación, el nivel de riesgo es **BAJO,** y según las normas de diseño de la EBSA, se puede asumir el riesgo o instalar protección, en este caso, se asume el riesgo.

10.1 Evaluación del nivel de riesgo.

El RETIE califica las instalaciones eléctricas como de alto riesgo, cuando estas carecen de protecciones en pro de la integridad de las personas, para evaluar el nivel de riesgo eléctrico del proyecto, se utilizó la metodología de la matriz de análisis de riesgos expuesta en el numeral 9.2.1 del RETIE; a continuación, se muestra el análisis de algunos factores de riesgo debidos a las subestaciones y a la línea y sus tablas de acciones de control.

RIESGO A EVALUAR:	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)	por	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)	(al) o (en)	FUENTE (Ej. Celda de 13,8 kV)				
POTENCIAL ☐		REAL ☐			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador:			MP:		Fecha:					

Tabla 15 Matriz de niveles de Riesgos.

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN A TOMAR SEGÚN MATRIZ 9.4 RETIE	MEDIDAS DE DISEÑO PROPUESTAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Ausencia de electricidad	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	El diseño ha contemplado los diferentes factores que inciden sobre este caso, como la distancia de las luminarias, la carga demandada por cada una, por este motivo se ha planteado el uso de cable Trenzado XLPE No.2 ya que representa un factor de seguridad para la regulación de tensión, además se han dispuesto cortacircuitos en las estructuras de arranque, y en la red de baja tensión aguas abajo del transformador para proteger la red y para evitar que una falla localizada en un ramal, saque toda la red de servicio.
Arco eléctrico	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Únicamente personal capacitado y autorizado podrá instalar e intervenir las redes de media y baja tensión diseñadas para este proyecto.
Contacto directo e indirecto con partes energizadas	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Las redes deben quedar fuera del alcance de cualquier persona, y deberá efectuarse mantenimiento a las redes para evitar que los árboles hagan contacto con la red, adicionalmente el tratamiento de suelo con favigel, y el diseño de la puesta a tierra brinda la protección necesaria según se contempla en el numeral 4.6.
Rayos	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se plantea usar un sistema de apantallamiento basados en la norma NTC 4552 cumpliendo con los criterios de diseño eléctrico de ENERCA.

Sobretensiones	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán descargadores de sobretensión para cada transformador.
Sobrecargas	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Para evitar la sobrecarga de los transformadores, se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros: Demanda máxima diversificada.
Cortocircuitos	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se instalarán cortacircuitos de 15 kV, 10 kA, 100 A, con fusibles de 15 kV tipo H. Como protección para cada transformador.
Tensiones de paso	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	Se tomaron lecturas de resistividad en los diferentes sectores del proyecto para determinar el diseño de la puesta atierra planteado en el numeral 3.8., el cual descargará la energía de paso que resulte en el sistema por energía residual proveniente de diferentes fallas a tierra, rayos o fallas de aislamiento.
Tensión de contacto	Consecuencia 3 Frecuencia E RIESGO BAJO	Asumirlo: Hacer control administrativo rutinario.	

Tabla 16 Medidas para reducir el riesgo

Para el proyecto en particular el riesgo en personas, económico, ambiental y en la imagen de la empresa es **BAJO.**

El tratamiento preventivo de la problemática del riesgo de origen eléctrico obliga a saber identificar y valorar las situaciones irregulares, antes de que suceda algún accidente. Por ello, es necesario conocer claramente el concepto de riesgo; a partir de ese conocimiento, del análisis de los factores que intervienen y de las circunstancias particulares, se tendrán criterios objetivos que permitan detectar la situación de riesgo y valorar su grado de peligrosidad. Identificado el riesgo, se han de seleccionar las medidas preventivas aplicables. En la Tabla 1.5.1.3. a. Factores de riesgos eléctricos más comunes del reglamento técnico de instalaciones eléctricas, se ilustran algunos de los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección:

10.2 ARCOS ELECTRICOS



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.

Figura 6 Factores de riesgos Arcos Eléctricos.

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Arcos eléctricos	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Únicamente personal capacitado y autorizado podrá instalar e intervenir las redes de media y baja tensión diseñadas para este proyecto.

RIESGO A EVALUAR:	por _____	(al) o (en) _____	
	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	FUENTE (E. Cerca de 13,5 kV)

POTENCIAL ☐	REAL ☐					FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (+1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	~~MEDIO~~	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molesto funcional (afecta rendimiento laboral)	~~Daños leves. No interrupción~~	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha _____

Tabla 17 Análisis de riesgos Arco Eléctrico

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es la utilización de equipo de protección personal, como guantes dieléctricos, botas dieléctricas, ropa de algodón y overoles de tela ignifuga, máscaras de acrílico para evitar el arco eléctrico, aunque la mejor forma de prevenir los accidentes por arco eléctrico es la planeación, ya que se puede programar el corte del suministro de energía por parte del personal de mantenimiento o el operador de red para el caso de la red de media tensión, realizando corte visible en el totalizador principal o utilizando seccionadores bajo carga.

10.3 AUSENCIA DE ELECTRICIDAD



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.

Figura 7 Ausencia de electricidad

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Equipo defectuoso	Consecuencia 2 Frecuencia D RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Seguimiento administrativo a los mantenimientos de equipos y estado de estos antes de entrar en funcionamiento.

RIESGO A EVALUAR:	EVENTO O EFECTO: (Ej. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA): (Ej. Arco eléctrico)	FUENTE: (Ej. Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☐ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 (incomodidad, cambio de comportamiento laboral)~~	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	~~BAJO~~	BAJO	BAJO	MEDIO

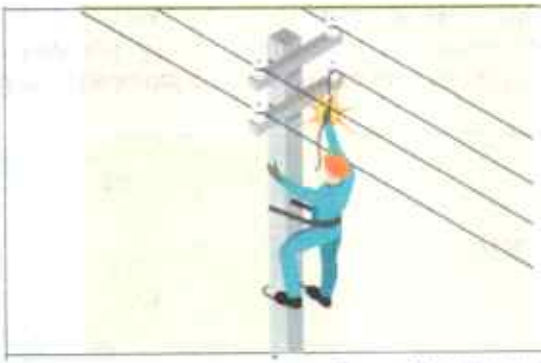
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 8 Análisis Factores de Ausencia de electricidad

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	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?

El resultado del análisis arroja que es un riesgo BAJO, por tal motivo la manera de mitigarlo es la instalación de un equipo de suplencia de energía alternativo, sea un equipo electrógeno, instalación de UPS en los circuitos esenciales, este riesgo se aumenta en el caso de los hospitales donde se debe garantizar la ininterrupción del servicio por existir el peligro de arriesgar la vida de las personas que estén dependiendo de equipos eléctricos, pero en el caso de nuestro proyecto no existe este riesgo por ser alumbrado público.

10.4 CONTACTO DIRECTO



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.

Figura 9 Factores de riesgos Contacto Directo e Indirecto

RIESGO EVALUADO	RESULTADO MATRIZ	ACCIÓN SEGÚN MATRIZ	MEDIDAS PARA REDUCIR EL RIESGO
Contacto directo e indirecto con partes energizadas	Consecuencia 2 Frecuencia E RIESGO BAJO	Medidas de protección indicadas.	Las redes deben quedar fuera del alcance de cualquier persona, y deberá efectuarse mantenimiento a las redes para evitar que los árboles hagan contacto con la red, adicionalmente el tratamiento de suelo con tierra negra, y el diseño de la puesta a tierra brinda la protección necesaria según se contempla en el numeral 4.6.

RIESGO A EVALUAR:	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	FUENTE (E. Celda de 13.8 KV)

POTENCIAL ☐ REAL ☐

CONSECUENCIAS						FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		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: _____ MP: _____ Fecha: _____

Tabla 18 Análisis. Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es que la manipulación de este punto de la instalación debe ser realizada personal idóneo y con entrenamiento en electricidad, ya sea personal del operador de red o un profesional calificado en trabajos con electricidad, se debe hacer un corte visible en el totalizador ubicado en la caja, de ser necesario se debe solicitar un corte de media tensión con el operador de red en caso de requerir hacer mantenimiento a la acometida del transformador hasta el tablero de medida, se

debe utilizar en la instalación en baja tensión conductores con aislamiento y no tener la caja abierta para no exponer partes activas al público en general, debe permanecer cerrada, se debe cerciorar por parte del personal la ausencia de tensión mediante equipos especializados, sistema puesta a tierra.

10.5 CONTACTO INDIRECTO



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.

RIESGO A EVALUAR:	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)	por	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco electrico)	(alt) o (wh)	FUENTE (E. Celda de 13.8 KV)

POTENCIAL ☐ REAL ☐

CONSECUENCIAS	En personas	Economicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 Interrupcion regional	Contaminacion 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 (1-1 dia)~~	Daños severos Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	~~Daños indistintos interrupción breve~~	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	~~MEDIO~~	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

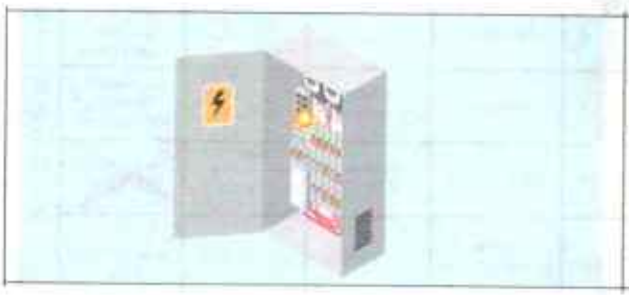
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 10 Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido

El resultado del análisis arroja que en un riesgo MEDIO, por tal motivo la manera de mitigarlo es establecer un programa de mantenimiento de los equipos instalados en el proyecto para comprobar las conexiones al sistema puesta a tierra evitando corrientes de retorno que afecten a las personas que toquen las partes metálicas expuestas del tablero de distribución, el tablero debe ser certificado garantizando que los materiales aislantes cumplen con los requerimientos de seguridad, el sistema puesta a tierra debe garantizar los valores mínimos de resistencia para generar un camino de fácil acceso para las corrientes de fuga

10.6 CORTOCIRCUITO



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.

RIESGO A EVALUAR:	por	(all o (en)	
	EVENTO O EFECTO (5) Quemaduras	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (5) Arco eléctrico	FUENTE (5) Caída de 13.8 KV

POTENCIAL ☐	REAL ☐					FRECUENCIA				
						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	Lesión con muerte	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	Interno	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

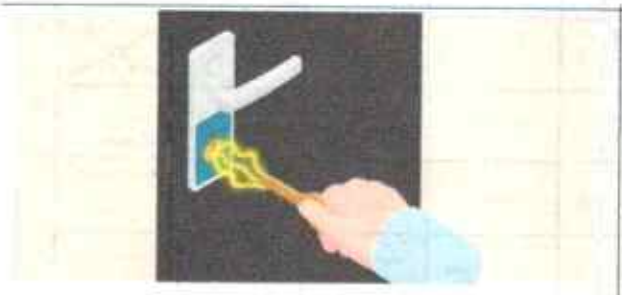
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 11 Factores de riesgos Corto circuito

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	ALTO	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el 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.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo ALTO, por tal motivo la manera de mitigarlo y minimizarlo es el óptimo mantenimiento a las partes activas del tablero al igual que la continua vigilancia del deterioro del aislamiento, como siempre, el énfasis en insistir en la manipulación de las instalaciones debe ser realizado por personal idóneo y utilizando los elementos de protección personal.

10.7 ELECTRICIDAD ESTÁTICA



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.

RIESGO A EVALUAR:	por		(alt) o (sin)						
	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)		FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)			FUENTE (E. Caida de 13.8 kV)			
POTENCIAL ☐			REAL ☐			FRECUENCIA			
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores Fallas 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 personal (afecta ambientes laborales)~~	~~Daños leves No interrupción~~	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	~~BAJO~~	BAJO	MEDIO
Evaluador:			MP:			Fecha:				

Figura 12 Factores de riesgos Contacto Directo

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MUY BAJO	Vigilar posibles cambios	o afecta la secuencia de las actividades.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MUY BAJO, por tal motivo la manera de mitigarlo es tener un sistema de puesta a tierra con todas las partes metálicas conectadas firmemente, no causa efectos que dañen la salud, sin embargo, en ciertos casos puede generar adormecimiento de la parte expuesta en la persona, existen en el mercado productor supresores de este tipo de electricidad se puede pensar en la instalación de uno de estos equipos en el tablero de distribución.

10.8 EQUIPO DEFECTUOSO



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.

RIESGO A EVALUAR:	por	(a) o (en)	
	EVENTO O EFECTO: (E. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA): (E. Arco eléctrico)	FUENTE: (E. Celda de 13.8 kV)

POTENCIAL [ ] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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	6	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 13 Factores de riesgos Equipo Defectuoso

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	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?

El resultado del análisis arroja que es un riesgo BAJO, se debe garantizar que los equipos utilizados como transformador, tablero de distribución, breaker y demás equipos eléctricos deben ser de excelente calidad, certificados y nuevos para minimizar las fallas de estos equipos.

10.9 RAYOS

	**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.

RIESGO A EVALUAR:	por	(a) o (en)	
	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	FUENTE (E. Caída de 13.8 kV)

POTENCIAL [ ] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 materiales cuantiosos en subestaciones~~	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
	Lesion 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	Interno	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

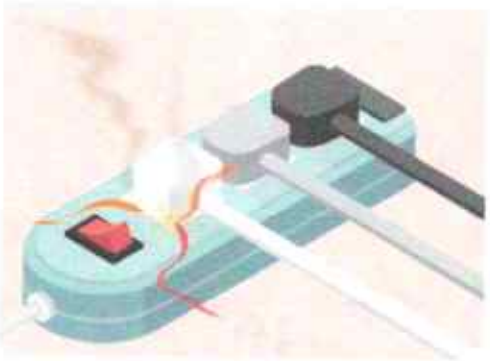
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 14 Factores de riesgos Rayos

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MEDIO, para minimizar los efectos de este riesgo se debe hacer un apantallamiento mediante punta captoras y bajantes de alambrón, sin embargo, según el análisis contra descargas atmosféricas da como resultado que no aplica la implementación de un sistema de apantallamiento, se debe instalar DPS en la estructura del transformador y realizar una óptima coordinación de protecciones para evitar daños en equipos y en especial a personas y animales.

10.10 SOBRECARGA



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.

RIESGO A EVALUAR:	por	(ej) o (en)	
	EVENTO O EFECTO (Ej. Quemaduras)	FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (Ej. Arco eléctrico)	FUENTE (Ej. Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL ☐	REAL ☐					FRECUENCIA				
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
CONSECUENCIAS	~~Una o más muertes~~	~~Daño grave de infraestructura Interrupción Regional~~	Contaminación irreparable	Internacional	6	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 leveres 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	Interno	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

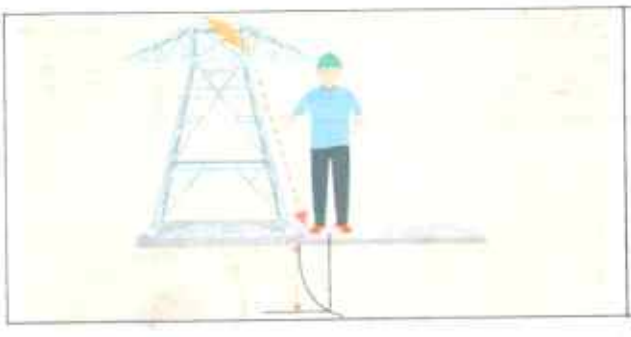
Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 15 Factores de riesgos Sobrecarga

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	ALTO	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el 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.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo ALTO, para este riesgo se hace énfasis en que la instalación proyectada debe ser construida con los interruptores adecuados, conductores, fusibles y demás elementos adecuados técnicamente seleccionados en el presente diseño.

10.11 TENSION DE CONTACTO



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, restriccion de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	EVENTO O EFECTO (E. Quemaduras)	por FACTOR DE RIESGO (CAUSA) (E. Arco eléctrico)	(ab o tek) FUENTE (E. Celda de 13,8 kV)

POTENCIAL [ ] REAL [ ]

CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		FRECUENCIA 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 [illegible] interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Figura 16 Factores de riesgos Tensión de contacto

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DESICIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	MEDIO	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.

El resultado del análisis arroja que, en un riesgo MEDIO, para mitigar este riesgo se cuenta con un aterrizaje de todas las partes activas y metálicas de la instalación de la malla puesta a tierra, de igual manera se recuerda que como se vio líneas arriba, el personal que manipule la instalación debe ser idóneo y contar con los elementos de protección personal para evitar descargas que pueden causar hasta la muerte de la persona.

11. ANALISIS DE NIVEL TENSION REQUERIDO

El nivel de tensión del proyecto en media tensión 13.2 kV para el cual se cuentan con las redes existentes del operador de red y desde las cuales se proyecta la construcción de la red faltante para alimentar los transformadores, para el alumbrado público el nivel de tensión es de 480/240 V, la cual es la tensión estandarizada para el municipio de Yopal por parte del operador

12. CALCULOS DE CAMPO ELECTROMAGENETICOS

NO APLICA
De acuerdo con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Resolución 90708 de 2013 y actualizaciones 2024), La obligación de realizar evaluaciones de exposiciones a campos electromagnéticos (CEM) aplica a instalaciones de transmisión y distribución en media y alta tensión, cuando se superan ciertos niveles de tensión y configuración de líneas aéreas.

El Anexo General del RETIE, numeral 23.7 – "Campos Electromagnéticos", establece que:

El análisis de campos electromagnéticos se exige para líneas de transmisión y de distribución con tensiones nominales iguales o superiores a 57.5 Kv, en cumplimiento de los límites de exposición fijados por la ICNIRP (International Commission on Non- Ionizing Radiation Protection) y la OMS.

Para tensiones menores a 57.5 kV, no se requiere la presentación de estudios de CEM, siempre y cuando se garantice el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE (Tabla 3.10.1ª, 3.10.2 y 11.1) y en la NTC 2050 respecto a edificaciones, zonas de tránsito peatonal y vehicular.

13. CALCULOS DE TRANSFORMADORES

ENERCA S.A ESP, para todos los efectos acepta y adopta las "Especificaciones Técnicas Unificadas para transformadores de Distribución" del sector eléctrico últimas versiones vigentes, lo mismo que las normas NTC vigentes y en sus últimas versiones.

Se proyecta la instalación de una red de media tensión con una longitud aproximada de dieciocho (18) metros, para lo cual se requiere la instalación de un (1) poste de apoyo que permita llevar el suministro eléctrico hasta el transformador correspondiente. Dicha red operará en el nivel de tensión de 13,8/13,2 kV, con una distancia de seguridad de tres (3) metros por debajo de los conductores del circuito inferior existente, en cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad establecidas en la normativa técnica vigente

La selección de los transformador se realizó con base en la demanda máxima calculada total que fue de 1.33kVA para el sistema de alumbrado público que queda en la carrerra33A,Para garantizar la confiabilidad del servicio, se proyecta la instalación de un (01) transformador monofásico tipo poste de 5

kVA por todo lo largo de la via, con tensión primaria de 13,200 V y secundaria de 240/480 V, cumpliendo con lo establecido en el RETIE y en las normas técnicas aplicables.

AMPLIACIÓN DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PÚBLICO EN LA CALLEJUELA 4 DEL CORREGIMIENTO DE TACARIMENA, DEL MUNICIPIO DE YOPAL, DEPARTAMENTO DE CASANARE				
ANEXO CALCULO ECONOMICO DEL CONDUCTOR RED BT T1				
CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR No. 1 AP				
			CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR	
N de circuito	1	2	Tasa de Crecimiento	1
	R	S	Años de proyección	8
Luminaria	23	25	Factor de proyección (1+%/100)	1,01
Potencia	1150	1250	Pérdidas del núcleo, 4% (kVA)	0,2
I nominal	5,227272727	5,68181818	Factor de proyección (1+%/100)^n	1,082856706
I conductor	6,534090909	7,10227273	Carga Total (kVA)	2,4
F.D con			Carga Total Proyectada (kVA)	2,4
			Transformador Seleccionado (kVA)	5
Dmax (KVA)	2,4		Cargabilidad	48%

Tabla 19 Calculo de cargas transformadores

AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO DE TORRES DE CUBARRO				
ANEXO DEL CALCULO ECONOMICODEL CONDUCTOR DE RED DE BT				
CUADRO DE DISEÑO DE CALCULO DE TRANSFORMADOR				
			CUADRO DISEÑO CALCULO DE TRANSFORMADOR	
No de Circuito	1	2	TASA DE CRECIMIENTO	1
	R	S	AÑOS DE PROYECCION	8
luminaria	11	9	FACTOR DE PROYECCION (1+%/100)	1,01
Potencia	660	540	PERDIDAS DEL NUCLEO 4% (kva)	0,2
I nominal	3,05	2,5	FACTOR DE PROYECCION (1+%/100)^n	1,082856
I conductor	3,8125	3,125	carga total (kva)	1,333
F.D com			carga total proyectada (kva)	1,443447048
			transformador seleccionado (kva)	5
Dmax (kva)			cargabilidad	29%

Tabla 20 Calculo de carga transformador

14. CALCULOS DEL SISTEMA PUESTA TIERRA

El diseño del SPT debe enfocarse en el control efectivo de las tensiones de paso y contacto. Aunque la resistencia de puesta a tierra es un parámetro de referencia que ayuda a limitar la elevación de potencial de tierra (Ground Potential Rise – GPR), este valor por sí solo no garantiza la seguridad. Es obligatorio que las distintas puestas a tierra de un mismo edificio, como las de protección contra rayos, potencia y equipos electrónicos, se interconecten entre sí para asegurar la equipotencialidad. Por esta razón, no se permiten sistemas de puesta a tierra "aislados" dentro de una misma edificación.

Los sistemas eléctricos deben conectarse a tierra conforme al esquema de conexión a tierra adoptado (TN, TT, IT), siguiendo las directrices de la NTC 2050/IEC 60364 y las exigencias del operador de red. Asimismo, se deben instalar conductores de protección que acompañen a los conductores activos en todo su recorrido, asegurando que en caso de una falla a tierra, los dispositivos de protección actúen oportunamente. Cuando corresponda, el neutro del sistema también deberá conectarse a tierra según lo determine el esquema y la normatividad aplicable.

Como guía, pueden tomarse los valores de la Tabla 15.4 del RETIE, que establece los siguientes límites de referencia: para estructuras y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda, 20 Ω; para subestaciones de alta y extra alta tensión, 1 Ω; para subestaciones de media tensión, 10 Ω; para sistemas de protección contra rayos, 10 Ω; para el punto neutro de acometida en baja tensión, 25 Ω; y para redes que alimentan equipos electrónicos o sensibles, 10 Ω. Sin embargo, el cumplimiento de estos valores no exonera la obligación de garantizar que las tensiones de paso, contacto y transferidas permanezcan por debajo de los umbrales seguros para el ser humano.

Antes de la puesta en servicio de la instalación y durante las labores de mantenimiento, es indispensable realizar mediciones de resistividad del terreno mediante métodos reconocidos como el de Wenner, así como mediciones de resistencia del SPT por métodos como la caída de potencial. Adicionalmente, se deben evaluar las tensiones de paso y contacto en los puntos accesibles a las personas, dejando constancia escrita del método empleado y la norma de referencia aplicada. Estos registros permiten comprobar la eficacia del sistema y garantizar la seguridad a lo largo de la vida útil de la instalación.

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.
Estructuras y torrecilla 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

Tabla 21 Valores de referencia para resistencia de puesta tierra

Por estas razones, se recomienda que se realicen las instalaciones de puesta tierra por que la corriente siempre busca el camino mas facil por donde pasar, al llegar a tierra se disipa por esta, ya que el terreno presenta una resistividad muy baja.

El bojetivo de un sistema a puesta tierra es:

- ✓ Brindar seguridad a las personas
- ✓ Proteger las instalaciones, equipos y bienes en general, al facilitar y garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección
- ✓ Establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de operación.
- ✓ Mejorar calidad del servicio
- ✓ Disipar la corriente asociada a descargas atmosféricas y limitar las sobre tensiones generadas.
- ✓ Dispersar las cargas estáticas a tierra.

Para cumplir con lo estipulado en el Reglamento Técnico RETIE se realizará el cálculo de los sistemas de puesta a tierra que garanticen el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para Subestaciones de media tensión de 10 Ohm. Iniciando en los parámetros de diseño del SPT de la subestación. En la tabla 250.66 NTC 2050, establece el tamaño mínimo del conductor del

electrodo de puesta a tierra basándose en el tamaño de los conductores de la acometida o del alimentador. Para este caso en todos los transformadores el calibre del alimentador es 2 en aluminio Para efectos de la presente norma, los electrodos de puesta a tierra, deben cumplir los requisitos:

a. La puesta a tierra debe estar constituida por uno o varios de los siguientes tipos de electrodos: Varillas, flejes, alambres o cables desnudos.
b. No se permite el uso de aluminio en los electrodos de las puestas a tierra.
c. Los electrodos deben cumplir las dimensiones y valores de la tabla
d. El electrodo tipo varilla o tubo debe tener mínimo 2.4 m de longitud

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm²	Espesor mm	Recubrimiento µm
Varilla	Cobre	12.7			
	Aleaciones de cobre	12,7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodo depositado de cobre	14			250
	Acero con recubrimiento total en cobre	15			2.000
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre zincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250.000	1,5	
	Acero inoxidable		360.000	6	

Tabla 22 Valores de referencia para los electrodos de puesta tierra

Al realizar el estudio de resistividad aparente de terreno de la obra en mención, se presentan las siguientes generalidades.

14.1. Condiciones generales del terreno.

Para cumplir con lo estipulado en el Reglamento Técnico RETIE se realizará el cálculo de los sistemas de puesta a tierra que garanticen el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para Subestaciones de media tensión de 10 Ohm.

-Parámetros:
Valor de la resistencia de puesta tierra Rg

$$Rg \leq 10\,\Omega$$

Corriente de falla, se llama la corriente de falla asumida es la indicada en la disponibilidad de servicio para la subestación en calculo:

$$Ig \leq 1.87\,kA$$

Tiempo máximo de duración de la falla:

$$t = 0.15\,ms$$

Resistividad del terreno: se adjunta el documento en anexo MEDICION DEL TERRENO DEL SECTOR DE LA CALLEJUELA 4

14.2. Diseño de malla del SPT para los transformadores de 5 KVA

Resistividad del terreno de 5 KVA

Se adjunta al presente documento, el informe de resistividad por el transformador, la cual se detalla la medición de resistividad de terreno realizada, y se evidencia la siguiente información:

DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS		RESISTENCIA MEDIDA (ΩM)	
1	m		Ω-m
2	m		Ω-m
3	m		Ω-m
4	m		Ω-m

Numeral 3.5 de la norma IEEE-80:

Tratamiento del suelo para obtener resistividad más baja.

Con frecuencia, es imposible obtener la reducción deseada de resistencia de tierra agregando más conductores o más varillas de tierra a la malla. Una solución alternativa es incrementar de manera efectiva el diámetro de los electrodos, modificando el suelo alrededor del electrodo. Los métodos más conocidos son los siguientes:

El uso de bentonita, arcilla natural que contiene montmorillonita, que se formó por acción volcánica hace mucho tiempo, y es un elemento no corrosivo, estable y tiene una resistividad de 2.5 Ω-m al 300% de humedad. Es de naturaleza higroscópica
El uso de sales como cloruro de sodio, magnesio y sulfatos de cobre, o cloruro de calcio, para incrementar la conductividad del suelo alrededor del electrodo. Pero estas sales emigran a otras áreas
El uso de electrodos de tipo químico que constan de un tubo de cobre relleno de una sal. Los agujeros en el tubo permiten la entrada de humedad, disolver las sales y permitir que la solución de sal se filtre en la tierra.
Materiales artificiales de tierra, de baja resistividad colocados alrededor de las varillas y de los conductores en la zanja. En Colombia se conocen como Hidrosolta y Favigel.
Electrodos revestidos de concreto, donde el concreto por ser un material higroscópico y que atrae la humedad, al ser enterrado en el suelo se comporta como un semiconductor mediano con resistividades de 30 a 90 Ω-m, pero facilita la corrosión.

Para el presente proyecto considerando la información ya presentada, se establece el tratamiento del suelo con hidrosolta y/o bentonita, que, mediante propiedades capacitivas, permite que los sistemas de puesta a tierra en terrenos con resistividades muy altas funcionen correctamente, por un lado, puede absorber la humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad – aproximadamente 5 ohm – metro y no es corrosiva, con la ayuda de este tratamiento de suelo se puede considerar un descenso de la resistividad del terreno hasta en un 90%, por lo cual para el análisis y simulación de cálculos eléctricos de la malla del sistema de puesta a tierra se utilizó el sotfware Electrical Power System Analysis Software (ETAP).

Se consideran los siguientes datos de entrada:

La resistividad del terreno considerando el mejoramiento y tratamiento del suelo para bajar su valor hasta en un 90%.

Profundidad de enterramiento de la malla:
h= 0.3 m

Electrodos:

lr= 2.4 m.	longitud varilla
N= 5	Numero de varillas en la malla
rv= 0.00794	Radio de la varilla de acero inoxidable

Tipo de unión: Soldadura exotérmica o con conector certificado de alta duración.

Temperatura ambiente:

Ta = 40°C

Como se explicó y se indicó en el presente documento, mediante la metodología de la norma UNE, IEEE Std 80-2000, se realiza el cálculo para la malla del sistema de puesta a tierra requerida para esta subestación en particular considerando los siguientes parámetros de entrada.

Para el diseño de la malla de puesta tierra del proyecto. Para el cálculo de la malla se usó el método establecido en el IEEE80 por medio del software ETAP, modelando la malla para la subestación del proyecto.

Los datos de entrada para el cálculo son los siguientes:

Corriente de falla a tierra: (suministrada por ENERCA) = 1.76 KA
Resistividad capa superficial de la malla:
Profundidad capa superficial de la malla:
Tiempo de duración de la falla: 150 ms
Peso de una persona 50 kg
Tipo de conductor de la malla: Acero inoxidable No. 2/0 AWG
Longitud total del conductor de la malla: 15 m
Tipo de varilla seleccionada: Varilla de Acero inoxidable de 5/8" x 2,44 m
Cantidad de suelo artificial por varillas: 1x1= 5 bultos
Configuración de la malla: LINEAL
Aplicación de graba alrededor del poste en un radio de 1.5 m y 0.15 m de espesor.

***Nota.** Se realiza todo el diseño de la malla en acero inoxidable de alta resistencia, por la seguridad de mantenerla en el tiempo y se evite es hurto de la misma.

Modelamiento en ETAP:





Figura 17 Malla de 30 lineal y 5 electrodos

15. CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES

El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Dichas perdidas se calculan mediante la ecuación.

$$E = R * I^2max * \Delta t$$

Donde:

E= Es la energía disipada por el conductor.
R= Es la resistencia propia del conductor.
Imax= Es la corriente máxima que pasará por el conductor.
Δt= Es el intervalo de tiempo.

$R = \rho * l * S$
Donde ρ es la resistividad eléctrica del material conductor [Ωm], l es la longitud del circuito [m] y S es la sección transversal del conductor en $[mm^2]$.

Sustituyendo

$$R = \rho * \frac{l}{S} * I^2 max * \Delta$$

El cálculo económico se realizará para periodos de un (1) hora, en un tramo que aplican al proyecto, en uno de los circuitos de M.T hasta el transformador. Finalmente, con la ecuación siguiente se obtiene la perdida en $ por día.

Perdida en $ por día=24xEx$W

Donde $W es el valor en pesos de cada Wh

Nota: se encuentra como anexo el cálculo económico del conductor para redes de BT y MT.

se puede evidenciar que, para las redes de MT, el uso del conductor calibre 2/0 AWG, representa un costo inicial del proyecto, y no se recupera la inversión a lo largo de la vida útil de la instalación, por lo tanto, es más viable económicamente el uso de calibre No. 2 AWG.

Se puede evidenciar que, para las rede de BT del transformador T1 es de uso exclusivo de Alumbrado Público, el uso del conductor calibre 1/0 AWG, representa un costo inicial del proyecto, y no se recupera la inversión a lo largo de la vida útil del a instalación, por lo tanto, es más viable económicamente el uso de cable calibre No. 2 AWG.

16. VERIFICACION DE CONDUCTORES

En el diseño de la red de media tensión se seleccionó un cable ecológico calibre No. 2, garantizando una conducción segura y acorde con los lineamientos del RETIE 2024. Aunque este reglamento se enfoca principalmente en puesta a tierra y protección, exige que los conductores soporten las corrientes de falla dentro de los tiempos de despeje establecidos, manteniendo la integridad del aislamiento y la seguridad del usuario.

Para la red de baja tensión se adoptó un conductor trenzado en aluminio, dimensionado según su capacidad de corriente y comportamiento térmico ante sobrecorrientes o cortocircuitos, en cumplimiento del principio de coordinación entre protecciones y conductores señalado en el Libro 3 del RETIE 2024.

El sistema de puesta a tierra respeta la configuración TN-C-S, prohibiéndose el régimen TN-C conforme lo establece el reglamento, garantizando la adecuada separación entre neutro y protección.

Los materiales utilizados —cable ecológico en media tensión y aluminio en baja tensión— cumplen criterios de seguridad y sostenibilidad, alineados con las directrices ambientales y técnicas del RETIE 2024. Asimismo, las protecciones automáticas se seleccionan y coordinan para despejar fallas en tiempos seguros y selectivos, preservando la integridad de los conductores y la continuidad del servicio

De esta manera, la instalación cumple con los objetivos de seguridad, confiabilidad y adecuación técnica definidos por la Resolución 40117 de 2024, asegurando que la corriente máxima admisible ante un cortocircuito para un tiempo t se evalúe mediante la expresión correspondiente.

$$Isc = A * K\frac{\sqrt{Log\frac{T2+L}{T1+L}}}{t}$$

Isc = corriente máxima de cortocircuito admisible (A)
A = sección del conductor (mm2)
t= tiempo de despeje del corto (s) 0.15 s
k= constante de la materia
T1= Temperatura de operación 90 en °C
T2= Temperatura admisible durante el corto
L= Constante del material: para Aluminio: 228

Realizando los cálculos para la acometida se obtiene que el conductor puede soportar la corriente de cortocircuito de la red.

CALCULO DE VERIFICACION DE CONDUCTORES									
DESCRIPCION		CONDUCTOR			DUCTO				
		MATERIAL	CALIBRE	SECCION CALIBRE mm2	T1	T2	K	L	Isc (KA)
ARRNAQUE	TRAFO	Aluminio ACSR-XLPE	No 2 AWG	33,6	90	250	148	228	8,2
TRAFO	RED BT AP	Cable AL-XLPE	2x35mm2 + 1x35mm2	33,6	90	250	226	228	12,52

Con base en la aplicación de la ecuación térmica completa establecida en la norma IEC 60949, y considerando las propiedades del conductor ecológico calibre No. 2 AWG con aislamiento XLPE y las redes de baja tensión se determina que la corriente máxima de cortocircuito que el conductor puede soportar durante un tiempo de despeje de 0.15 segundos es aproximadamente **8.20 kA** para media

tensión, soportando la corriente de falla de la red operadora. Al mismo tiempo para baja tensión también tiene cumplimiento hasta **12.52 KA**.

Siendo la regulación la principal limitante en la selección del conductor, prima el comportamiento físico en estos, por ello el nivel de temperatura del medio ambiente y la cantidad de corriente que transmitirá este conlleva a una deformación física del mismo y de perdidas en su conductividad.

La selección del conductor debe ser resultado de una comparación entre una gama preseleccionada de conductores. Los criterios para esta comparación son:

No se debe pasar el límite térmico.
No exceder el límite de regulación.
El porcentaje de pérdidas de potencia debe estar dentro de los parámetros permisibles.

El tipo de conductor a utilizar en el diseño de las redes de media tensión y baja tensión de este proyecto es cable XLPE No. 2 AWG y cable THHN No 12

- **Capacidad amperimétrica para la red Baja Tensión 5 KVA**

Se calculó la corriente que se transmitirá por la red de baja tensión así:

$$Inom: \frac{S}{UL}\frac{[KVA]}{[KV]}$$

S= 5 KVA
UL= 480 V

$$Inom = 10.42\ A$$

Luego de tener la corriente nominal del sistema, según la norma NTC2050, la corriente del conductor se calcula con un 25 % de sobrecarga; por lo que la corriente de selección del conductor se calcula así:

$$Icond = 1.25\ Inom$$
$$Icond = 1.25 * (10.42)$$
$$Icond = 13\ A$$

Teniendo en cuenta el valor de la corriente y de acuerdo al cable seleccionado, se tiene la capacidad para transportar la corriente del sistema.

17. CALCULO MECANICO DE ESTRUCTURAS

Este cálculo no aplica para el presente proyecto, ya que todas las estructuras y soportes son los plasmados por el operador de red en su norma, se debe garantizar estos al momento de comprar los materiales y que cuente con los certificados de conformidad de producto.

18. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES.

Para la coordinación de protecciones los cálculos deben efectuarse conforme a la NTC 2797, todas las líneas de distribución deberán tener protecciones contra sobre voltaje y contra sobre corriente (DPS y Fusibles), coordinados técnicamente conforme a la norma enunciada en el párrafo anterior.

Los transformadores de 13,2 kV serán protegidos por fusibles tipo K (fusión rápida). Los cortacircuitos deberán ser para 15 kV y capacidad permanente de 100 Amperios. En algunos casos podrá ser mayor si es requerido.

La coordinación de la protección principal se realiza atendiendo a los requerimientos del Operador de Red, La Empresa de Energía de Casanare S.A E.S.P. se define realizar el esquema de protecciones de sobre corriente, para un transformador con fusibles por el lado de M.T.

Se busca que el tiempo de disparo y la corriente instantánea, de la protección de los transformadores proyectados, esté más hacia la izquierda en la curva intensidad vs tiempo, que la respectiva curva de la protección que está cerca de la fuente.

Se deben coordinar las protecciones de los transformadores, buscando la selectividad amperimétrica y cronométrica.

Se determina la selectividad de las protecciones del primario del transformador, buscando la coordinación fusible-fusible.

Los cortacircuitos se instalan para proteger los transformadores contra sobre corrientes o corriente de cortocircuito. Es un dispositivo netamente térmico, este viene equipado con un fusible el cual se derrite permitiendo que el tubo donde se encuentra se caiga y así evidenciar visualmente que el fusible se rompió.

Los cortacircuitos se seleccionan en general con la siguiente información:

- El tipo de sistema para el cual se van a utilizar, es decir, aéreo o subterráneo, sistema delta o estrella.
- El voltaje del sistema
- La corriente de falla máxima disponible en el punto de falla.

Para seleccionar el fusible que lleva cortacircuitos, se tiene en cuenta las siguientes características.

- Tensión nominal
- Corriente RMS de operación
- Corrientes transitorias: por ejemplo, corriente Inrush de transformadores.
- Capacidad de corriente de los conductores.
- Corriente de falla: capacidad de interrupción, poder de limitación.
- Coordinación con otros fusibles y elementos de protección.
- Tipo de fusible y su respuesta en tiempo.
- Características de montaje: modo de instalación, servicio interior o exterior.

Selectividad amperimétrica:

Serán de interés las corrientes máximas que pueden interrumpir las protecciones dispuestas, siendo la protección de tipo inverso la de mayor capacidad, ya que es la que esta mas lejos de la falla y solo debe actuar siempre que se sobrepasen los umbrales seleccionados para la protección de los trasformadores.

Selectividad cronométrica:

Se busca que el tiempo de actuación de la protección de los transformadores, sea menor para la misma falla, que el del fusible aguas arriba.

PARA EL TRANSFORMADOR DE RED EXCLUSIVA DE ALUMBRADO PUBLICO DE 5 KVA

S = 5 KVA
UL = 13.2KV

Obteniendo

$$I = 0.308\,A$$
$$If = 1.25 * I\,A$$
$$Ip = 0.475\,A$$

$$Ip = 1\,A$$

Por lo tanto, en atención a cumplir los requerimientos del Operador de red se selecciona inicialmente un FUSIBLE TIPO DUAL SR DE 0.2 A para el transformador de 5 KV bifásico

El cálculo de los niveles de corto circuito se inicia con el modelamiento del sistema con las características y parámetros eléctricos requeridos. Con esta información y la plataforma de simulación del Software, se realizan los análisis y simulaciones respectivas. Esta simulación permitirá:

- Actualización de las condiciones iniciales.
- Ajuste de parámetros de operación
- Ajuste de parámetros de selección
- Ajuste de parámetros y posibles cambios de configuración del sistema.

Al momento de modelar y realizar el análisis de corto circuito, se deben tener en cuenta la selectividad en los parámetros de los equipos de protección a elegir.

Esto atendiendo también a las recomendaciones de la Norma Codensa

Están diseñados para seguir las curvas de carga segura del transformador. Esto permite usar al máximo la capacidad de sobrecargas de corto plazo del transformador. El segmento lento del elemento fusible, con característica tiempo-corriente relativamente plana sigue la curva de carga segura del transformador, y el segmento rápido con característica tiempo corriente empinada permite la rápida interrupción de fallas de alto nivel.

Estos fusibles serán construidos y ensayados de acuerdo con las normas. Los mismos responderán a los valores, de corriente nominal y velocidad de interrupción, que se indican en la planilla de datos garantizados.

Las unidades ofrecidas estarán compuestas por los siguientes componentes:

- Cabeza
- Terminales de arco
- Retenedor de calor cerámico
- Bobina de calentamiento
- Alambre de tensor
- Alambre fusible
- Cola de cable extra flexible
- Tubo autoextingible en fibra vulcanizada según ASTM D710

En la cabeza se estamparán las características necesarias para identificar al fusible (corriente nominal)

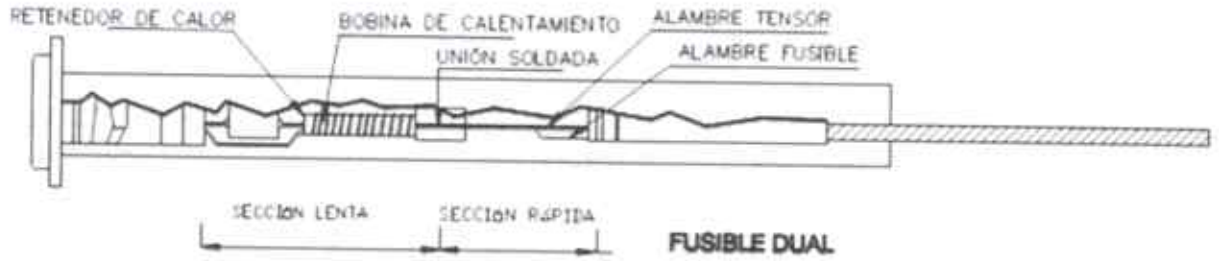


Figura 18 Detalle fusible SR

La arandela incluida en el fusible debe ser de cobre libre de rebabas y de espesor 1mm. La cabeza del fusible deberá ser de cobre plateada.

Capacidad nominal del transformador a proteger en KVA:

Capacidad instalada [kVA]	Conexión	Configuración subestación	Fusible a instalar para protección del transformador	Corriente nominal [A]
5	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	0,2
10	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	0,4
15	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	1
25	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	1,4
37,5	Bifásico	Tipo poste	Dual SR	2,1

Figura 19 Tabla de selección de protección en BT transformador

Los cortocircuitos se seleccionan en general con la siguiente información:

- El tipo de sistema para el cual se van a utilizar, es decir, aéreo o subterráneo, sistema en delta o en estrella.
- El voltaje del sistema.
- La corriente de falla máxima disponible en el punto de falla.

Para seleccionar el fusible que lleva cortacircuitos, se tienen en cuenta las siguientes características.

- Tensión nominal
- Corriente RMS de operación.
- Corrientes transitorias: por ejemplo, corriente Inrush de transformadores.
- Capacidad de corriente de los conductores.
- Corriente de falla: capacidad de interrupción, poder de limitación.

- Coordinación con otros fusibles y elementos de protección.
- Tipo de fusible y su respuesta en tiempo.
- Características de montaje: modo de instalación, servicio interior o exterior.

Se determina la selectividad de las protecciones del primario del trasformador, buscando la coordinación fusible-fusible.

La selección del fusible se efectúa superponiendo a la curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible, la curva de capacidad térmica, mecánica y de sobrecarga del transformador, seleccionando aquel fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión que totalmente al lado izquierdo de la curva de capacidad térmica.

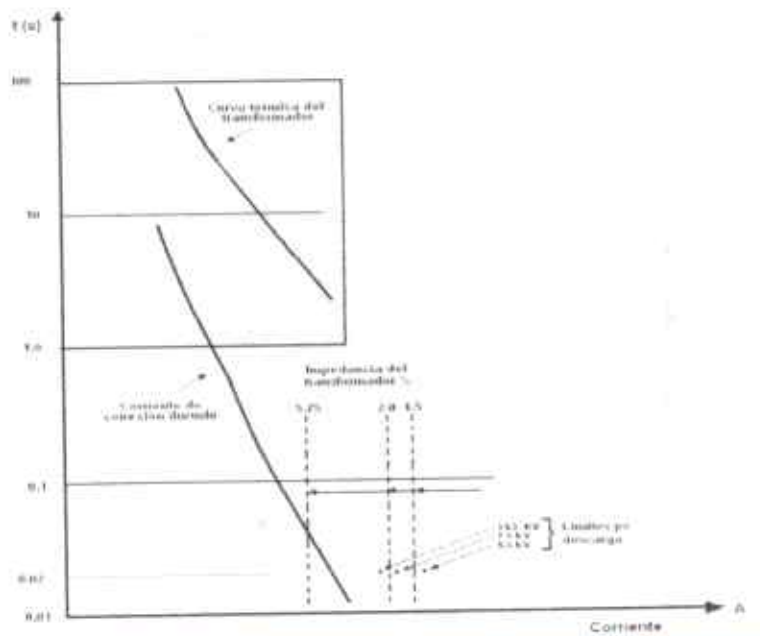


Figura 20 Curva térmica de un transformador y curva de corriente de conexión (Inrush)

El tiempo de operación del fusible para la interrupción de la corriente simétrica de cortocircuito del transformador, calculada según su impedancia, debe ser inferior al tiempo establecido para que el transformador soporte el cortocircuito.

CATEGORIA	MONOFASICO (KVA)
I	5 a 500
II	501 a 1667
III	1668 a 10000

IV	MAS DE 10000

Tabla 23 norma ANSI C57.12.00 (81980) define las siguientes categorías

De acuerdo a la norma ICONTEC NTC 819 la impedancia o tensión de cortocircuito de un transformador de distribución 1 Ø de 5 KVA ES DE 3 %.

De acuerdo con la norma IEEE-ANSI C57.12.00-1993, numeral 7.1.3.1 y la NTC2797, la máxima duración de la corriente de cortocircuito para transformadores Categoría I (15 a 500 KVA monofásicos) esta dada por la expresión:

$$t = \frac{1.250}{i^2}$$

Donde:

$t = Duración\ del\ corto\ segundos.$
$I = Icc = corriente\ corto\ simetrica\ en\ multiplos\ de\ la\ corriente\ nominal$
$Uz = Impedancia\ del\ Transformador\ de\ 5\ KVA = 3\%$

$$Icc = \frac{1}{Uz} = 16.67\ veces\ la\ corriente\ nominal.$$

$$t = \frac{1250}{(33.33)^2} = 1.125\ segundos$$

Por tanto, el transformador deberá estar en capacidad de soportar un cortocircuito sostenido durante un lapso de tiempo de 1.125 segundos MONOFASICO. Sin sufrir deterioro alguno. Las protecciones deberán operar en un tiempo menor a este con el fin de garantizar que no sobrepase esa condición.

Para las subestaciones de 5 KVA monofásicas, se modelaron los fusibles de arranque y curva del fusible del transformador, la curva Inrush, la curva de capacidad térmica y la curva de la protección en baja tensión, adicionalmente se tuvo en cuenta la ICC indicada en la disponibilidad de servicio aprobada por el operador de red ENERCA S.A E.S.P, obteniendo asi el modelamiento y la siguiente coordinación de protecciones.

Adicionalmente de modelaron los fusibles de arranque y el trasformador, la curva Inrsuh y la curva de Capacidad térmica.

PROTECCION DEL TRANSFORMADOR

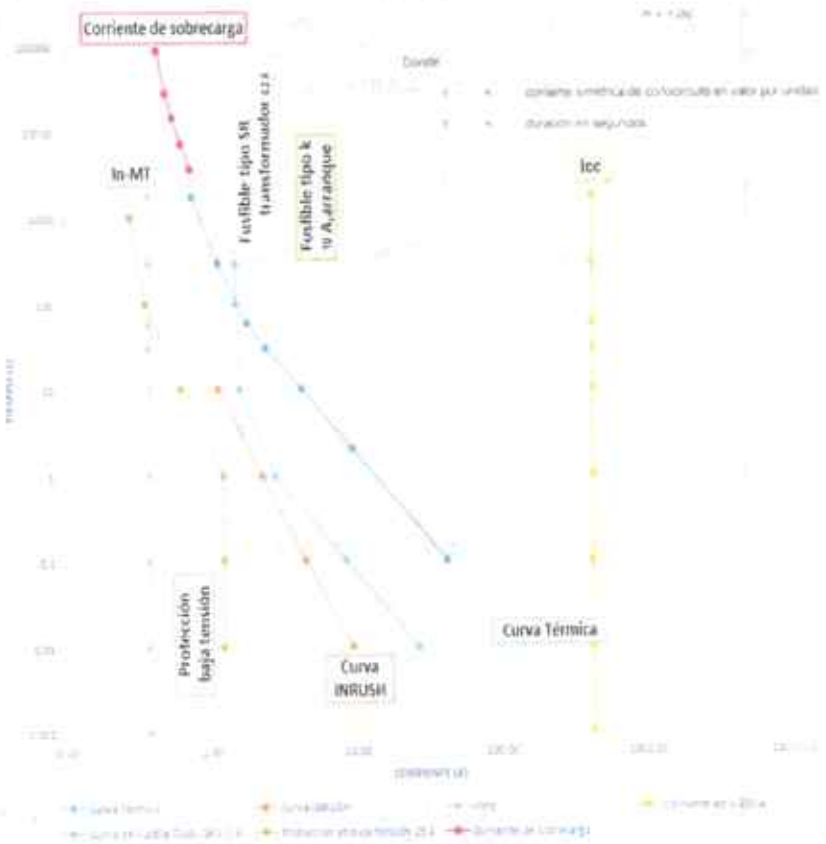


Figura 21. Superposición curvas protecciones y corrientes para transformador de 5 KVA.

19. CALCULO DE CANALIZACIONES.

No aplica para el presente proyecto, toda vez que no se proyecta redes subterráneas.

20. CALCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA

20.1. Regulación y perdidas en baja tensión

La regulación de la tensión del sistema se calcula por el método del momento eléctrico, de acuerdo a la siguiente expresión.

Regulación (%) = (KG * S * L) / VL2

Donde:
KG= Constante general del conductor.
S= Potencia ((KVA / Usuario) x Número de usuarios) + Potencia consumida por alumbrado Público.
L= Longitud (en metros) del nodo al transformador.
VL= Voltaje de línea (208 V).
El cálculo de pérdidas de potencia activa en los distintos sistemas eléctricos se obtiene mediante las siguientes ecuaciones:

$$P = \frac{3 * I_L^2 * R * L}{1000}$$

Para redes trifásicas:

Para redes bifásicas, monofásicas bifilares y trifilares:

$$P = \frac{2 * I_L^2 * R * L}{1000}$$

Donde:

P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en KW
IL = Corriente promedio de línea en Amperios
R = Resistencia del conductor en Ohm / m.
L = Longitud de cada tramo de la red en m.

El porcentaje de pérdidas para todos los sistemas, se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\%P_R = \frac{P}{S * \cos\Phi} * 100$$

Donde: %PR= Porcentaje de pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red
P = Pérdidas de potencia promedio en cada tramo de la red en KW

S = Potencia aparente promedio de la curva de carga diaria en cada tramo de la red en KVA
cos Ø = Factor de potencia de envío.

CALCULO PERDIDAS TRANSFORMADOR 5KVA

TRAFO	DESDE	HASTA	DISTANCIA [m]	LUM. PROP.	LUM. CALC.	MOMENTO [KVA-m]	CONDUCTOR	CORRIENTE [A]		RESITENCIA [Ω]	PÉRDIDAS [W]	PÉRDIDAS (%)
T1	T1	MT1	3	1	20	3,96	2x35+1x35mm2	3,667	0,000	0,001	0,014	0,001%
T1	MT1	B11	40,0	1	11	29,04	2x35+1x35mm2	2,017	0,000	0,013	0,055	0,008%
T1	B11	B10	45,7	1	10	30,16	2x35+1x35mm2	1,833	0,000	0,015	0,052	0,008%
T1	B10	B9	39,7	1	9	23,58	2x35+1x35mm2	1,650	0,000	0,013	0,036	0,006%
T1	B9	B8	44,0	1	8	23,23	2x35+1x35mm2	1,467	0,000	0,015	0,032	0,006%
T1	B8	B7	32,3	1	7	14,92	2x35+1x35mm2	1,283	0,000	0,011	0,018	0,004%
T1	B7	B6	35,6	1	6	14,10	2x35+1x35mm2	1,100	0,000	0,012	0,014	0,004%
T1	B6	B5	31,1	1	5	10,26	2x35+1x35mm2	0,917	0,000	0,010	0,009	0,003%
T1	B5	B4	28,7	1	4	7,58	2x35+1x35mm2	0,733	0,000	0,010	0,005	0,002%
T1	B4	B3	27,6	1	3	5,46	2x35+1x35mm2	0,550	0,000	0,009	0,003	0,001%
T1	B3	B2	40,1	1	2	5,29	2x35+1x35mm2	0,367	0,000	0,013	0,002	0,001%
T1	B2	B1	48,3	1	1	3,19	2x35+1x35mm2	0,183	0,000	0,016	0,001	0,001%
T1	MT1	B12	47,6	1	8	25,13	2x35+1x35mm2	1,467	0,000	0,016	0,034	0,007%
T1	B12	B13	47,4	1	7	21,90	2x35+1x35mm2	1,283	0,000	0,016	0,026	0,006%
T1	B13	B14	47,3	1	6	18,73	2x35+1x35mm2	1,100	0,000	0,016	0,019	0,005%
T1	B14	B15	47,3	1	5	15,61	2x35+1x35mm2	0,917	0,000	0,016	0,013	0,004%
T1	B15	B16	47,3	1	4	12,49	2x35+1x35mm2	0,733	0,000	0,016	0,009	0,003%
T1	B16	B17	47,3	1	3	9,37	2x35+1x35mm2	0,550	0,000	0,016	0,005	0,002%
T1	B17	B18	47,3	1	2	6,24	2x35+1x35mm2	0,367	0,000	0,016	0,002	0,002%
T1	B18	B19	47,3	1	1	3,12	2x35+1x35mm2	0,183	0,000	0,016	0,001	0,001%

Descripción	Carga (W)	Carga (VA)	Tensión (V)	Corriente (A)	R (Ω/km)	Distancia (m)	PERDIDAS (W)	PERDIDAS (%)

Red media tensión	*1200*	*1333.33*	*13200*	*0.058*	*0.83*	*18*	*$5.02x10^{-5}$*	*$4.18x10^{-3}$*

Tabla 24 regulación en media tensión

21. CALCULOS DE REGULACION

La regulación de tensión se realizó utilizando la siguiente ecuación:

$$E = Me * K$$

Donde:
Me: Momento eléctrico.
K: Constante de regulación, la cual se encuentra en tablas y depende del material del conductor, del tipo y magnitud de la carga.

Los límites de regulación de tensión se tomaron de lo establecido en tablas y depende del material del conductor, del tipo y magnitud de la carga.

CALCULO REGULACION TRANSFORMADOR 5KVA

TRAFO	DESDE	HASTA	DISTANCIA [m]	LUM. PROP.	LUM. CALC.	MOMENTO [KVA-m]	CONDUCTOR	K[%/KVA-m]	REG. TRAM [%]	REG. INIC. [%]	REG. ACUM. [%]
T1	T1	MT1	3	1	20	3,96	2x35+1x35mm2	0,006	0,023	0,000	0,023
T1	MT1	B11	40,0	1	11	29,04	2x35+1x35mm2	0,006	0,165	0,000	0,165
T1	B11	B10	45,7	1	10	30,16	2x35+1x35mm2	0,006	0,172	0,000	0,172
T1	B10	B9	39,7	1	9	23,58	2x35+1x35mm2	0,006	0,134	0,000	0,134
T1	B9	B8	44,0	1	8	23,23	2x35+1x35mm2	0,006	0,132	0,000	0,132
T1	B8	B7	32,3	1	7	14,92	2x35+1x35mm2	0,006	0,085	0,000	0,085
T1	B7	B6	35,6	1	6	14,10	2x35+1x35mm2	0,006	0,080	0,000	0,080
T1	B6	B5	31,1	1	5	10,26	2x35+1x35mm2	0,006	0,058	0,000	0,058
T1	B5	B4	28,7	1	4	7,58	2x35+1x35mm2	0,006	0,043	0,000	0,043
T1	B4	B3	27,6	1	3	5,46	2x35+1x35mm2	0,006	0,031	0,000	0,031
T1	B3	B2	40,1	1	2	5,29	2x35+1x35mm2	0,006	0,030	0,000	0,030
T1	B2	B1	48,3	1	1	3,19	2x35+1x35mm2	0,006	0,018	0,000	0,018

T1	MT1	B12	47,6	1	8	25,13	2x35+1x35mm2	0,006	0,143	0,000	0,143
T1	B12	B13	47,4	1	7	21,90	2x35+1x35mm2	0,006	0,125	0,000	0,125
T1	B13	B14	47,3	1	6	18,73	2x35+1x35mm2	0,006	0,107	0,000	0,107
T1	B14	B15	47,3	1	5	15,61	2x35+1x35mm2	0,006	0,089	0,000	0,089
T1	B15	B16	47,3	1	4	12,49	2x35+1x35mm2	0,006	0,071	0,000	0,071
T1	B16	B17	47,3	1	3	9,37	2x35+1x35mm2	0,006	0,053	0,000	0,053
T1	B17	B18	47,3	1	2	6,24	2x35+1x35mm2	0,006	0,036	0,000	0,036
T1	B18	B19	47,3	1	1	3,12	2x35+1x35mm2	0,006	0,018	0,000	0,018

Descripción	*Carga (W)*	*Carga (VA)*	*Tensión (V)*	*Corriente (A)*	*R (Ω/km)*	*Distancia (m)*	*ΔV (V)*	*ΔV (%)*
Red media tensión	*1200*	*1333.33*	*13200*	*0.058*	*0.83*	*18*	$8{,}71x10^{-4}$	$6.6x10^{-4}$

Tabla 25 regulación en media tensión

22. CLASIFICACION DE AREAS

El presente proyecto no aplica para la clasificación de áreas ya que para su funcionamiento no se manipularán, ni se almacenarán líquidos y/o gases inflamables que produzcan una atmosfera potencialmente inflamable, según el alcance y las condiciones de uso previstas, se trata de una instalación convencional que no incorpora procesos, ambientes ni almacenamientos que generen atmosferas explosivas o con presencia de gases, vapores, nieblas o polvos combustibles en concentraciones que ameriten clasificación especial; en consecuencia, la selección de equipos, canalizaciones (NTC/IEC) para ambientes no clasificados, sin requerirse especificaciones Ex, determinación de clases/grupos de gas o clases de temperatura, manteniéndose el cumplimiento estricto de la normativa aplicable para garantizar la correcta y segura operación de la instalación.

23. ELABORACION DE DIAGRAMAS UNIFILARES

En los planos anexos al presente documento se encuentran los diagramas unifilares

24. ELABORACION DE PLANOS Y ESQUEMAS ELECTRICOS

En los planos anexos al presente documento se encuentran los planos del trazado de las redes eléctricas así mismo se especifican los detalles de las estructuras y el plantillado en media tensión.

25. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCION COMPLEMENTARIAS

Todos los procedimientos que se utilicen para la instalación de equipos y materiales se deberán ajustar a lo establecido en las normas de ENERCA, RETIE Y LA NTC 2050, dichas normas fueron puestas en práctica en el presente diseño.

26. DISTANCIAS DE SEGURIDAD

En el artículo No 13 del RETIE en su actualización de 2013 se tienen las DISTANCIAS DE SEGURIDAD que deben ser de estricto cumplimiento para el diseño y la construcción de las redes eléctricas.

Los constructores y en general quienes presenten proyectos a las curadurías, oficinas de planeación del orden territorial y demás entidades responsables de expedir las licencias o permisos de construcción, deben manifestar por escrito que los proyectos que solicitan dicho trámite cumplen a cabalidad con las distancias mínimas de seguridad establecidas en el RETIE.

Es responsabilidad del diseñador de la instalación eléctrica verificar que en la etapa preconstructiva este requisito se cumpla. No se podrá dar la conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias. El profesional competente responsable de la construcción de la instalación o el inspector que viole esta disposición, sin perjuicio de las acciones penales o civiles, debe ser denunciado e investigado disciplinariamente por el consejo profesional respectivo.

A menos que se indique lo contrario, todas las distancias de seguridad deben ser medidas de superficie a superficie. Para la medición de distancias de seguridad, los accesorios.

metálicos normalmente energizados serán considerados como parte de los conductores de línea y las bases metálicas de los terminales del cable o los dispositivos similares, deben ser tomados como parte de la estructura de soporte. La precisión en los elementos de medida no podrá tener un error de más o menos 0,5%.

Nota 1: Las distancias de seguridad establecidas en las siguientes tablas, aplican a conductores desnudos.

Nota 2: En el caso de tensiones mayores a 57,5 kV entre fases, las distancias de aislamiento eléctrico especificadas en las tablas se incrementarán en un 3% por cada 300 m que sobrepasen los 1000 metros sobre el nivel del mar.

Nota 3: Las distancias verticales se toman siempre desde el punto energizado más cercano al lugar de posible contacto.

Nota 4: La distancia horizontal "b" se toma desde la parte energizada más cercana al sitio de posible contacto, es decir, trazando un círculo desde la parte energizada, teniendo en cuenta la posibilidad real

de expansión vertical que tenga la edificación y que ningún momento la red quede encima de la construcción.

Nota 5: Si se tiene una instalación con una tensión diferente a las contempladas en el presente reglamento, debe cumplirse el requisito exigido para la tensión inmediatamente superior.

Nota 6: Cuando los edificios, chimeneas, antenas o tanques u otras instalaciones elevadas no requieran algún tipo de mantenimiento, como pintura, limpieza, cambio de partes o trabajo de personas cerca de los conductores; la distancia horizontal "b", se podrá reducir en 0, 6 m.

Nota 7: Un techo, balcón o área es considerado fácilmente accesible para los peatones si éste puede ser alcanzado de manera casual a través de una puerta, rampa, ventana, escalera o una escalera a mano permanentemente utilizada por una persona, a pie, alguien que no despliega ningún esfuerzo físico extraordinario ni emplea ningún instrumento o dispositivo especial para tener acceso a éstos. No se considera un medio de acceso a una escalera permanentemente utilizada si es que su peldaño más bajo mide 2,45 m o más desde el nivel del piso u otra superficie accesible fija.

Nota 8: Si se tiene un tendido aéreo con cable aislado y con pantalla no se aplican estas distancias; tampoco se aplica para conductores aislados para baja tensión.

Nota 9: En techos metálicos cercanos o en casos de redes de conducción que van paralelas o que cruzan las líneas de media, alta y extra alta tensión, se debe verificar que las tensiones inducidas no generen peligro o no afecten el funcionamiento de otras redes.

Nota 10: Donde el espacio disponible no permita cumplir las distancias horizontales de la Tabla 13.1 para redes de media tensión, tales como edificaciones con fachadas o terrazas cercanas, la separación se puede reducir hasta en un 30%, siempre y cuando, los conductores, empalmes y herrajes tengan una cubierta que proporcione suficiente rigidez dieléctrica para limitar la probabilidad de falla a tierra, tal como la de los cables cubiertos con tres capas para red compacta. Adicionalmente, deben tener espaciadores y una señalización que indique que es cable no aislado. En zonas arborizadas urbanas se recomienda usar esta tecnología para disminuir las podas.

Nota11: En general los conductores de la línea de mayor tensión deben estar a mayor altura que los de la de menor tensión.

26.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones, son las establecidas en la Tabla 13.1, para su interpretación se debe tener en cuenta la Figura 13.1. Del RETIE Actualización 2013.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13-1).	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 13.1)	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 V 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 13.1)	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 13.1) 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

Tabla 26 Distancia mínimas de seguridad

Igualmente, en instalaciones construidas bajo criterio de la norma **IEC 60364**, para tensiones mayores de **1 kV**, se deben tener en cuenta y aplicar las distancias de la **IEC 61936 -1**

Unicamente se permite el paso de conductores por encima de construcciones (distancia vertical "**a**") cuando el tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control, tanto de la instalación eléctrica como de las modificaciones de la edificación o estructura de la planta. Entendido esto como la administración, operación y mantenimiento, tanto de la edificación como de la instalación eléctrica.

En ningún caso se permitirá el paso de conductores de redes o líneas del servicio público, por encima de edificaciones donde se tenga presencia de personas.

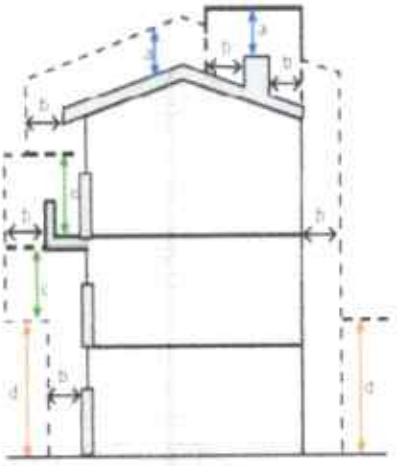


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

Figura 22. Distancias de seguridad en zonas de construcciones

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3.

Anexo General Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE

Las distancias verticales mínimas en cruces o recorridos paralelos de distintas líneas, no podrán ser menores a las establecidas en la Tabla 13.3.

		DISTANCIAS EN METROS								
Tensión nominal (kV) entre fases de la línea superior	500	4.8	4.2	4.2	4.2	4.3	4.3	4.6	5.3	7.1
	230/220	3.0	2.4	2.4	2.4	2.5	2.6	2.9	3.6	
	115/110	2.3	1.7	1.7	1.7	1.8	1.9	2.2		
	66	2.0	1.4	1.4	1.4	1.5	1.5			
	57.5	1.9	1.3	1.3	1.3	1.4				
	44/34.5/33	1.8	1.2	1.2	1.3					
	13.8/13.2/11.4/7.6	1.8	1.2	0.6						
	<1	1.2	0.6							
	Comunicaciones	0.6								
		Comunicación	<1	13.8/ 13.2/ 11.4/ 7.6	44/ 34.5/ 33	57.5	66	115/ 110	230/ 220	500
		Tensión nominal (kV) entre fases de la línea inferior								

Tabla 13.3. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

Figura 23 Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones

26.2. Distancias mínimas para prevención de riesgo por arco eléctrico

Para actividades tales como cambio de interruptores o partes de él, intervenciones sobre transformadores de corriente, mantenimiento de barrajes, instalación y retiro de medidores, apertura de condensadores, macromediciones, medición de tensión y corriente, entre otras; deben cumplirse procedimientos seguros como los establecidos en la NFPA 70 E o IEC 60364. En todo caso se deben cumplir los siguientes requisitos:

a. Realizar un análisis de riesgos donde se tenga en cuenta la tensión, la potencia de cortocircuito y el tiempo de despeje de la falla, para definir la categoría del riesgo que determina el elemento de protección a utilizar. El análisis de arco debe revisarse en periodos no mayores a cinco años o cuando se realicen modificaciones mayores.
b. Fijar etiquetas donde se indique el nivel de riesgo y el equipo requerido.
c. Realizar una correcta señalización del área de trabajo y de las zonas aledañas a ésta.
d. Tener un entrenamiento apropiado para trabajar en tensión, si es el caso.
e. Tener un plano actualizado y aprobado por un profesional competente.
f. Tener una orden de trabajo firmada por la persona que lo autoriza.
g. Usar equipos de protección personal certificados para el nivel de tensión y energía incidente involucrados, los cuales no deben tener nivel de protección menor al establecido en la Tabla 13.6

CATEGORIA	NIVEL MINIMO DE PROTECCIÓN Cal/cm^2
0	Prenda normal de algodon
1	4
2	8
3	25
4	40

Tabla 27 Tabla para el nivel mínimo de protección

h. Las personas no calificadas, no deben sobrepasar el límite de aproximación seguro. Los OR atenderán las solicitudes de cubrimiento o aislamiento temporal para redes de media tensión y baja tensión que haga el usuario cuando requiera intervenir su fachada, el costo estará a cargo del usuario.

i. El límite de aproximación restringida debe ser señalizado ya sea con una franja visible hecha con pintura reflectiva u otra señal que brinde un cerramiento temporal y facilite al personal no autorizado identificar el máximo acercamiento permitido.

j. Cumplir las distancias mínimas de aproximación a equipos energizados de las Tablas 13.7 o 13.8 y la Figura13.4 según corresponda, las cuales son adaptadas de la **NFPA 70** e **IEEE 1584**. Estas distancias son barreras que buscan prevenir lesiones al trabajador y son básicas para la seguridad eléctrica.

Tensión nominal del sistema (fase – fase)	Límite de aproximación seguro [m]		Límite de aproximación restringida (m) Incluye movimientos involuntarios.	Límite de aproximación técnica (m)
	Parte móvil expuesta	Parte fija expuesta	Evitar contacto	Evitar contacto
50 V – 300 V	3.0	1.0	0.30	0.025
301 V – 750 V	3.0	1.0	0.7	0.2
751 V – 15 kV	3.0	1.5	0.8	0.3
15.1 kV – 36 kV	3.0	1.8	0.8	0.4
36.1 kV – 46 kV	3.0	2.5	0.8	0.4
46.1 kV - 72.5 kV	3.0	2.5	1.0	0.7
72.6 kV – 121 kV	3.3	2.5	1.0	0.8
138 kV - 145 kV	3.4	3.0	1.2	1.0
161 kV - 169 kV	3.6	3.6	1.3	1.1
230 kV - 242 kV	4.0	4.0	1.7	1.6
345 kV - 362 kV	4.7	4.7	2.8	2.6
500 kV – 550 kV	5.8	5.8	3.6	3.5

Tabla 13.7. Distancias mínimas para trabajos en o cerca de partes energizadas en corriente alterna

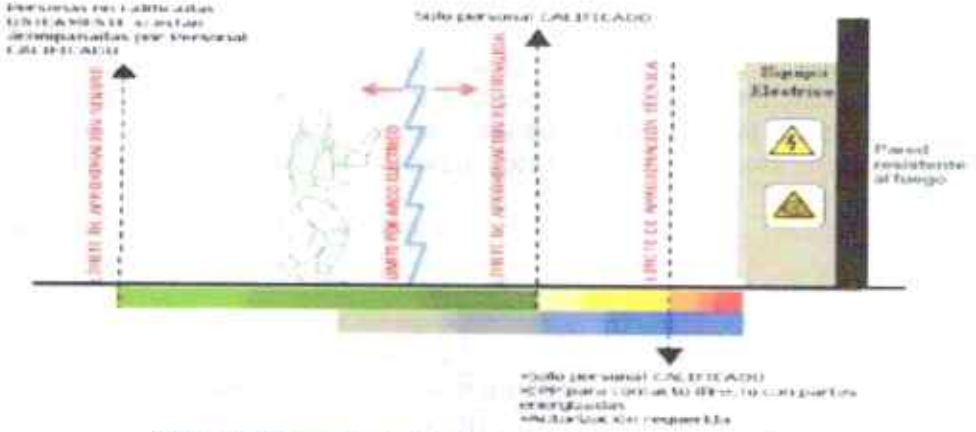


Figura 24: Distancias mínimas de aproximación a equipos energizados

Se deben mantener los límites de seguridad establecidos en estas memorias de acuerdo con la tabla 13.7 del RETIE actualización 2013, ya sea para personal CALIFICADO y NO CALIFICADO.

Teniendo en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención, siempre será guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante, en este apartado se fijan las distancias mínimas que deben guardarse entre líneas o redes eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado (carreteras, edificaciones, piso del terreno destinado a sembrados, pastos o bosques, etc.), con el objeto de evitar contactos accidentales. Las distancias verticales y horizontales que se presentan en las tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo de despeje de falla a tierra acorde con el presente reglamento.

26.3. Características Físico-Mecánicas Del Conductor.

Los esfuerzos a los que quedan sometidos los conductores en líneas aéreas se derivan de su propio peso, de la carga debida al viento y de las variaciones de temperatura.

El peso propio actúa verticalmente y se supone que la carga debida al viento se aplica horizontalmente en el sentido perpendicular al vano. Igualmente, la tensión restante en el plano perpendicular eje de la línea es la combinación del peso propio y de la carga del viento.

La siguiente tabla muestra las características físicas de los conductores utilizados en el presente proyecto:

Calibre del conductor	2
Material	ACSR
Cable	SPARROW
Diámetro externo d (mm)	8.0264
Sección S (mm^2)	39.22
Módulo de elasticidad ε(kg/mm^2)	8100
Coeficiente de dilatación α(1/°C)	$19.1x10^{-6}$
Peso unitario w (kg/m)	0.136
Tensión de rotura Tr(kg)	1266
Capacidad de corriente I(Amp)	180
Resistencia R(Ohm/m)	1.012

Tabla 28: características físicas de los conductores

26.4. Chequeo Mecánico del conductor.

Debe procurarse que un exagerado calentamiento de los conductores no altere sus propiedades eléctricas y mecánicas. Si las densidades de corriente exceden de ciertos límites, pueden producirse peligrosos calentamientos en los conductores que, sin llegar a fundirlos, pueden alterar su resistividad y su resistencia mecánica, también pueden ser afectados los aisladores que soportan dichos conductores.

Por consiguiente, se tiene en cuenta y se aplican los siguientes criterios:

- ✓ La tensión que se ejercerá sobre el conductor en condiciones iniciales de diseño no deberá ser superior al 30% de la carga de rotura del conductor.
- ✓ La tensión que se ejercerá sobre el conductor en condiciones finales del diseño no deberá ser superior al 60% de la carga de rotura del conductor.

Para el presente diseño se han tomado temperatura mínima de 15°C, máxima de 38°C y promedio de 26°C y una velocidad del viento máxima en nuestro ambiente de 80 km/hr.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Θ prom =26°C	Θ min =15°C
$T_1 = 30\% - T_1 = 380kg$	$T_1 = 60\% - T_1 = 760kg$

$V_1 = 0km/hr$	$V_1 = 85km/hr$
$F_{C1} = \omega = 0.136kg/m$	$F_{C2} = \omega = ?$

Tabla 29 Condiciones mecánicas para el conductor No. 2 ACSR

Luego calculando la fuerza del viento tendremos que:

$$F_V = 0.0042 * 85^2 \left(\frac{8.0264}{1000}\right) = 0.2435 \text{ kg/m}$$

$$F_{C2} = \sqrt{0.136^2 + 0.2435^2} = 0.2789 \text{ kg/m}$$

Una vez calculados F_V y F_{c2} reemplazamos los valores en la fórmula del cambio de condiciones y tendremos:

$$\frac{39.22x8100x0.2789^2}{24} xA^2 = 760^2 \left[(760 - 380) + 39.22x8100x19.1x10^{-6}(26 - 15) + \frac{39.22x8100x0.136^2}{24x380^2} xA^2\right]$$

Despejando la variable A en la ecuación anterior: A=2254 m, que es el vano máximo permitido, no obstante, para el presente proyecto el máximo vano es de 69 metros en media tensión.

Los aumentos de temperatura exagerados pueden afectar la flecha entre estructuras y ocasiona pérdidas de tensión, también pueden afectar el aislamiento cuando dichos conductores van provistos de este.

26.5. Curva para la Plantilla a Temperatura Máxima.

Se determina para máxima sin viento en condiciones finales y se usa para verificar las distancias mínimas a tierra.

CONDICIONES INICIALES	CONDICIONES FINALES
Θ prom =26°C	Θ min =38°C
$V_V = 0km/hr$	$V_V = 0km/hr$
$F_{C1} = \omega = 0.136kg/m$	$F_{C2} = \omega = 0.136kg/m$
$T_1 = 30\% - T_1 = 380kg$	$T_1 = ?$

Tabla 30 Calculo de tensión del conductor en vano regulador de 528m. Para coble ACSR No.2.

Tabla 4. Cálculo de tensión del conductor en vano regulador de 528m. Para cable ACSR No.2.

Reemplazando valores en la ecuación de cambio de condiciones:

$$T_2^2[T_2 + 949] = 119260512$$

Despejando T_2 por métodos iterativos; T_2=308.0189 kg
Es decir, que la tensión en condiciones finales es del 24.38% de su tensión de rotura (1266 kg).

26.6. Cálculo de Plantillas.

Para las curvas en caliente se toma como parámetro básico de tensión de rotura a 26°C, sin viento. Para las curvas en frio se toma como parámetro básico la tensión a 15°C sin viento.

La curva depende solamente del parámetro h definido por la relación entre la tensión del conductor y su peso unitario.

De donde:

$h = \frac{T}{\omega}$ $f = \frac{A^2}{8h}$; por consiguiente: $f = \frac{\omega A^2}{8T}$

Dónde:

- ✓ h=Parámetro del conductor.
- ✓ f=Flecha del conductor en m.
- ✓ T=Tensión del conductor en kg.
- ✓ ω=Peso unitario del cable en kg/m
- ✓ A=Vano en metros.

Parámetro h para una tensión de 24.38% de la tensión de rotura del conductor:

$h = \frac{308.02}{0.136} = 2265$ ACSR No.2

Flecha del conductor según el parámetro h:

$f = \frac{A^2}{8x2265} = \frac{A^2}{18120}$ Para cable No. 2 ACSR.

Para nuestro diseño en particular tenemos un vano máximo de 46.45 m. Calculando la flecha de la línea de este vano obtenemos la distancia la cual es 0.22498278 m. Por lo anterior se confirma la utilización de apoyos de 12m de altura.

Las distancias mínimas de seguridad desde las líneas de baja y media tensión hasta el suelo serán consideradas según el numeral 13.2 del RETIE, y las tablas 13.2 y 13.3 del mismo, la cual plantea las distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones. Luego de revisar el reglamento se establece que la distancia mínima de seguridad, de los conductores respecto del piso o de la vía no debe ser menor a 5.6m en media tensión (13.2KV) y 5m en baja tensión (220V)

27. ESPECIFIACIONES DE CONSTRUCCIÓN COMPLEMENTARIAS A LOS PLANOS, INCLUYENDO LAS DE TIPO TÉCNICO DE EQUIPOS Y MATERIALES Y SUS CONDICIONES DE PARTICULARES

La ejecución de las redes áreas trenzadas tensadas sobre apoyos realizará de acuerdo con lo establecido por ENERCA S.A. E.S.P., en el RETIE y en la Norma NTC-20250

Se utilizarán preferentemente apoyos de 8 m hormigón armado vibrado o de chapa plegada

La sujeción del conductor a los apoyos, - siempre a través del neutro portante-, podrá utilizar las dos formas que se citan a continuación:

Amarre. -A utilizar en apoyos de alineación o desviaciones inferiores a 15°, en los puntos de origen y final de línea, en desniveles pronunciados, así como en los que este previsto realizar la conexión de derivaciones o acometidas

Suspensión. -A utilizar en apoyos de alineación o desviaciones inferiores a 15°, evitando instalar mas de tres apoyos consecutivos en dicha posición.

Las acciones a realizar son las siguientes:

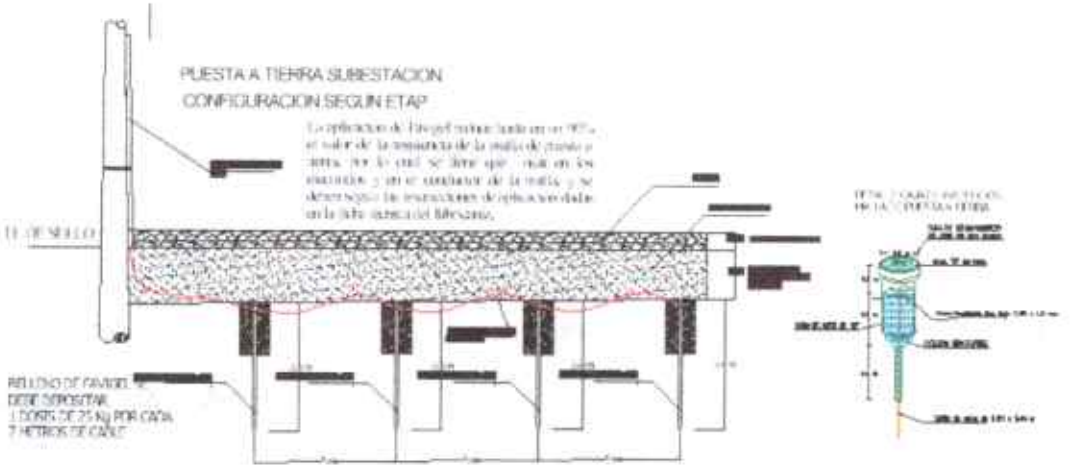
Efectuar el tendido de cables
Regular el tense en función del vano y ajustar las flechas correspondientes a los valores calculados
Fijar amarres y/0 anclajes

Puesta a Tierra del neutro

La puesta a tierra en las líneas aéreas de BT se realizará a través del conductor neutro, utilizándose para ello cinta metálica en acero galvanizada. Esta conexión de puesta a tierra del conductor neutro deberá cumplir los criterios establecidos en el RETIE, norma NTC 2050 y deberá estar puesto a tierra en otros puntos, y como mínimo una vez cada 500 m de longitud de línea. Para efectuar esta puesta a tierra se elegirán, con preferencia, todo ramal final de circuito. La subestación será de tipo aérea, para instalación en monoposte, tipo de subestación monofásica 13200 V/480-240 v La Herrajeria a utilizar debe ser de tipo galvanizada en caliente.

Previo a la instalación de sistema de puesta a tierra, se hará un tratamiento al terreno en que se instalará la protección, es decir se verterá tierra abonada de características idóneas para el buen funcionamiento y conductividad de los electrodos, adicionalmente se aplicará FAVIGEL, compuesto que disminuirá la resistividad del terreno, ya que el valor máximo permitido es de 10 Ω/m.

- Estará compuesta por un conjunto de conductores de acero inoxidable austenítico sin interrupciones ni fusibles, ellos son:
- Conductor conector entre descargadores de sobretensión. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Conductor bajante descargadores de sobretensión. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Conductor bajante del transformador. (Fleje de 7/8"x1.2mm).
- Abrazaderas.
- Conector ajustable en U o paralelo.
- 5 electrodos de puesta a tierra. (Varilla de 2,4 m de longitud y 15 mm de diámetro de acero inoxidable).
- El sistema de puesta a tierra está caracterizado por no presentar el fenómeno conocido como corrosión galvanizada debido a la homogeneidad de todos sus componentes, tendrá una vida útil de 15 años. El uso de conductores de sección rectangular, como flejes en los cuales en ambas superficies contribuyen a la conducción. Los rayos constituyen transientes que tienen una parte importante de su energía en frecuencias elevadas, por lo que la corriente eléctrica de la descarga viajará por la superficie del conductor, no por su núcleo. La utilización del conector de tipo mecánico permite el acoplamiento entre un fleje y una varilla redonda, con esto garantiza la transmisión de la descarga al electrodo de puesta a tierra.


PUESTA A TIERRA SUBESTACION
CONFIGURACION SEGUN ETAP

28. MEMORIAS DE ILUMINACION

NOMBRE: AMPLIACION DE LA COBERTURA DEL SISTEMA DE ALUMBRADO PUBLICO DE TORRES DE CUBARRO

LOCALIZACIÓN: CASCO URBANO YOPAL CASANARE CARRERA 33A

LOCALIZACIÓN:



FIGURAS 1 localización geografica 7

NUMERO DE USUARIOS

La cantidad de luminarias que se beneficiaran a los usuarios con el servicio de alumbrado público son 20 luminarias.

APOYOS

Los apoyos serán de poste de ferro concreto de 8x 1050 kgf, 8 x 510kgf con brazos de 1.5 metros y 2 metros.

29. DESRIPCION DEL PROYECTO

En el sector ubicado en la carrera 33A en el municipio de Yopal- Casanare, corresponde al sistema de alumbrado público e independiente para mejor servicio de energía.

El sistema de alumbrado público se proyecta como una red exclusiva e independiente de las redes eléctricas destinadas al suministro de energía para los usuarios finales. Este sistema está constituido por un (1) subestación monofásica de 5 KVA, con un nivel de tensión de 480/240 V, diseñadas para garantizar la operación continua, segura y eficiente del sistema de iluminación pública.

El proyecto cuenta con un (1) tipo de perfil vial, por lo cual en la presente memoria se desarrollan los análisis y cálculos fotométricos de una alternativa de diseño para la carrera que conforman al sector de la carrera 33A Esta modelación permite con precisión la disposición de postes, alturas de montaje, espaciamientos, potencias requeridas y características técnicas de las luminarias, de acuerdo con la jerarquía vial y las condiciones del entorno urbano proyectado.

30. PARAMETROS FOTOMETRICOS DE DISEÑO

El diseño fotométrico se desarrolló conforme a lo dispuesto en el RETILAP 2024 (numeral 3.1.4.3 Diseño Detallado) y se validó con modelaciones en DIALux para cada uno de los perfiles viales definidos del sector de la callejuela 4.

Adicionalmente tomando de la norma RETILAP: "3.3.1.2. Requisitos de iluminación para vías vehiculares. Conocidas las características de las vías y sus requerimientos visuales, se debe asignar la clase de iluminación necesaria. A cada clase de iluminación se le establecen los requisitos fotométricos mínimos mantenidos a través del tiempo, los cuales se condensan en la Tabla 3.3.1.2. a., para luminancia. Los valores se deben calcular para piso seco.

Tabla. 3.3.1.2. a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para tráfico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptada de la norma CIE 115-2010.

Clase de iluminación	Superficie de la carretera					Ciclorrutas adyacentes				En andenes adyacentes			
	Estado seco												
	Luminancia promedio Lprom (cd/m²)	Uo (min/med)	UL (min/max)	fTI	Relación de entorno mínimo EIR	Emed (lux)	Punto mín. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)	Emed (lux)	Punto mín. Emin (lux)	Ilumin. Vertical mínima (Evmin, lux)	Ilumin. Semi cilíndrica mínima (Esc,min, lux)
M1	2.0	0.4	0.7	10	0.35	15 - 22.5	3	5	3	15 - 22.5	2	3	2
M2	1.5	0.4	0.7	10	0.35	15 - 22.5	3	5	3	15 - 22.5	2	3	2
M3	1.0	0.4	0.6	15	0.30	10 - 15	2	3	2	10 - 15	2	3	2
M4	0.75	0.4	0.6	15	0.30	5 - 7.5	1	1.5	1	5 - 7.5	1	1.5	1
M5	0.50	0.35	0.4	15	0.30	5 - 7.5	1	1.5	1	5 - 7.5	1	1.5	1
M6	0.30	0.35	0.4	20	0.30	3 - 4.5	1	1	0.6	3 - 4.5	1	1	0.6

Tabla 31 Tabla. 3.3.1 2.a. Requisitos fotométricos mantenidos por clase de iluminación para trafico motorizado con base en la luminancia de la calzada y sus espacios adyacentes. Adaptada de la norma CIE 115-2010

Se aplicaron criterios de: (a) iluminancia media mínima (Em), (b) iluminancia mínima puntual (Emin), (c) uniformidad longitudinal U0 (Emin/Em), (d) uniformidad transversal UL, (e) índice de deslumbramiento fTI y (f) relación de entorno (EIR / Luminancia mínima de referencia), todos conforme a límites y recomendaciones de RETILAP y NTC aplicables.

Se consideraron también requisitos sobre iluminancia vertical mínima (Ev,min) y semi-cilíndrica (Esc,min) cuando aplica (cruce peatones, fachadas, ciclorrutas).

En la selección se respetaron condiciones constructivas: alturas de montaje, separación poste-poste, distancia poste-calzada y saliente del brazo, de acuerdo con el replanteo topográfico y la geometría vial en las calles y carreras 121 luminarias en el sector de la callejuela 4.

31. PARAMETROS BASICOS APLICADOS EN TODAS LA MODELACIONES

Factor de mantenimiento (MF): adoptado según recomendaciones del fabricante y condiciones de mantenimiento urbano (factor empleado en modelos: 0,86 – 0,88 según ambiente y categoría de vía; el valor exacto por alternativa se registra en la planilla de la salida de datos que se presenta en Resultados de Diseño).

Temperatura color (CCT): 4000 K (blanco neutro), coherente con criterios de confort visual y seguridad urbana. ✓ Índice de reproducción cromática (CRI): ≥ 70 (según especificación luminaria y RETILAP)
Factor de potencia de la luminaria: cumplir con RETIE / fabricantes (>= 0,90 en condiciones nominales).
Control de deslumbramiento: luminarias con ópticas dirigidas, tarifas de UGR/FTI dentro de los límites de RETILAP; fTI objetivo por categoria en modelaciones (ver tabla).
Protección contra contaminación lumínica: luminarias tipo «full cut-off» o con ópticas que limiten emisión por encima del plano horizontal cuando aplique.

32. PERFILES VIALES AVALADOS POR LA ENTIDAD CORRESPPONDIENTE

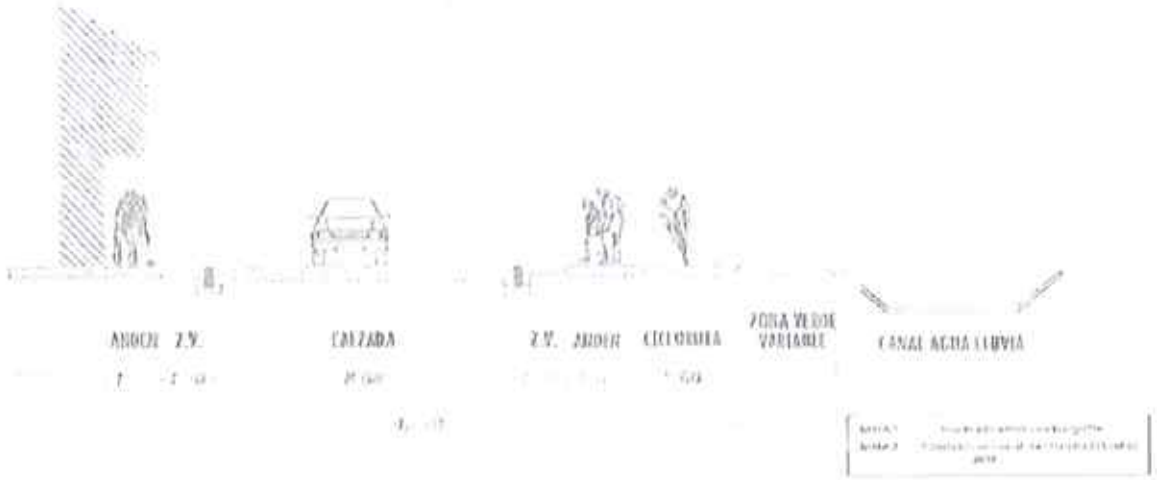
De acuerdo con la información suministrada por la Oficina de Planeación Municipal de Yopal, se cuenta con el documento anexo denominado "Perfiles Viales Firmados", el cual se encuentra ubicado en la Carpeta 4 – Planos del archivo maestro del proyecto. Dicho documento corresponde a un archivo en formato PDF compuesto por 1 folios, que recopila el perfil vial asociado a la carrera 33A.

Para el caso particular de la, en el desarrollo del presente documento se identificaron la carrera 33ª estableciendo su correspondencia con los tipos de perfiles viales definidos a partir del análisis del documento entregado

IDENTIFICACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DE LAS ZONAS A ILUMINAR

Se realiza el diseño fotométrico tomando como base la información suministrada por la alcaldía de Yopal por intermediación de la Empresa de Servicio de Alumbrado público de Yopal S.A.S E.S.P, donde se identifican un perfil vial de la carrera 33ª

PERFIL VIAL. CARRERA 34 ENTRE CALLE 11 Y CALLE 19 A



Clase de iluminación	Descripción vía	Velocidad de circulación (km/h)		Tránsito de vehículos T (Veh/h/carril)	
M1	Autopistas y carreteras	Extra alta	V>=80	Muy importante	T>1000
M2	Vías de acceso controlado y vías rápidas	Alta	45<=V<80	Importante	1000>T>700
M3	Vías principales y ejes viales	Media	40<=V<45	Media	700>T>500
M4	Vías primarias o colectoras	Reducida	30<=V<40	Reducida	500>T>300
M5	Vías secundarias en barrios	Muy reducida	20<=V<30	Muy reducida	300>T>150
M6	Vías vehiculares de muy baja velocidad de operación y tránsito vehicular muy reducido	Muy reducido	V<20	Muy reducido	T<150

Tabla 32 Tabla 3.3.1.1 a del RETILAP – Clases de iluminación para vías vehiculares—Perfil 1

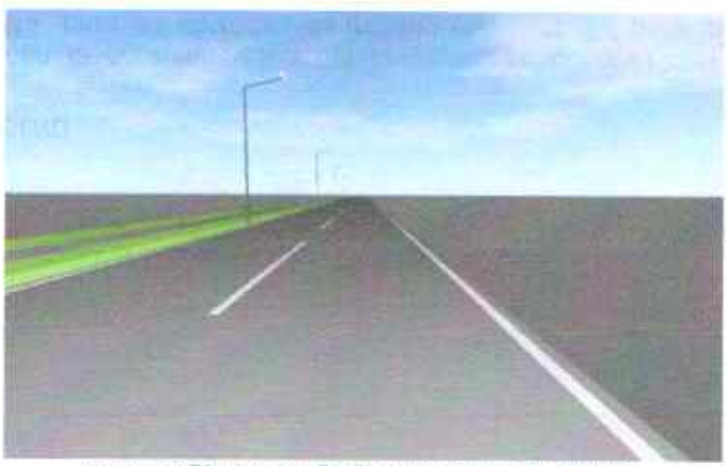


Figura 25 Distribución Perfil vial 1 simulación DIALUX

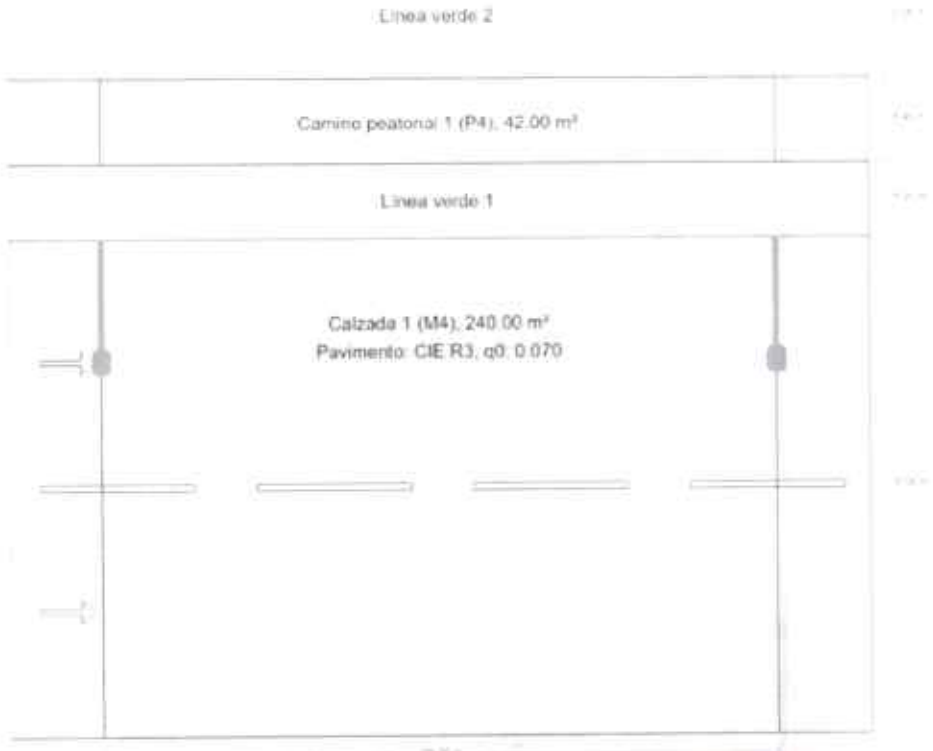


Figura 26 Distribución de las zonas que componen el Perfil vial 1

PARÁMETROS DE DISEÑO

En concordancia con la caracterización del proyecto, se cuentan con vías que requieren iluminación clase **M4** para las calzadas de tránsito vehicular, **P4** para todos los senderos de zonas verdes por lo que es una zona rural donde se cuenta con una media influencia de peatones se tomara como base los parámetros definidos en la figura 40 y 41 del RETILAP.

Tabla 3.3.1.5. a. Clases de iluminación P para otras zonas del espacio público. Adaptado de la norma CIE 115.

Clase de iluminacion	Rango Iluminancia promedio Emed. (lux)[1]	Punto mínimo Emin (lux)	Requisito adicional (si es necesario el reconocimiento facial)[2] Iluminancia Vertical mínima (Evmin,lux)	Iluminancia Semi cilíndrica mínima (Esc,min,lux)
P1	15.0	3.0	5.0	3.0
P2	10.0	2.0	3.0	2.0
P3	7.5	1.5	2.5	1.5
P4	5.0	1.0	1.5	1.0
P5	3.0	0.6	1.0	0.6
P6	2.0	0.4	0.6	0.4

Figura 27 Tabla 3.3.1.5 Del RETILAP – Requisitos mínimos de iluminación para tráfico peatonal

Clase de iluminación	Superficie de la carretera			Incremento del umbral	Relación de entorno mínimo	En zonas peatonales y ciclorrutas adyacentes	
	Seca						
	Luminancia promedio Lprom (cd/m²)	U_0 (mín/ (med)	U_L (mín/ max)	F_{TI} %	EIR	Iluminancia promedio Emed. (lux)	Punto mínimo Emin (lux)
M1	2,0	0,4	0,7	10	0,5	15,0	3,0
M2	1,5	0,4	0,7	10	0,5	10,0	2,0
M3	1,0	0,4	0,6	15	0,5	7,5	1,5
M4	0,75	0,4	0,6	15	0,5	5,0	1,0
M5	0,50	0,35	0,4	15	0,5	3,0	0,6
M6	0,30	0 35	0,4	20	0,5	2,0	0,4

Figura 28 Tabla 3.3.1.2 a del RETILAP – Requisitos mínimos de iluminación para vías con ciclorrutas y andenes adyacentes

3. CATEGORIZACIÓN DEL PROYECTO

De acuerdo a lo establecido en la sección 610.2 del RETILAP, los proyectos de alumbrado público deben ser categorizados a los criterios de clase de iluminación asignada a la vía o espacio público, y Magnitud del proyecto;

PROYECTOS NUEVOS O REMODELACIÓN		Nivel A	Nivel B	Nivel C
		Bajo Impacto	Medio Impacto	Alto Impactos
SISTEMA VIAL	Clase de iluminación de la vía o Tipo de área			
	M1 – M2	P ≤ 25 ó L = 0	25 <P ≤ 75 ó L ≤ 1.000	P >75 ó L >1.000
	M3 – M4	P ≤ 25 ó L ≤ 1000	25 <P ≤ 100 ó 1.000 <L ≤ 2.000	P >100 ó L > 2.000
	M5	10 <P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤ 100 ó 1.000<L ≤ 2.000	P >100 ó L >2.000
OTRAS ÁREAS	Alamedas, ciclo rutas, parques, paseos, plazas, plazoletas, vías peatonales, puentes y túneles peatonales.	10 <P ≤ 25 ó L ≤ 1.000	25 <P ≤ 50 ó 1.000 <L ≤ 2.000	P >50 ó L >2.000
ESPECIALES [2*]	Zonas históricas de conservación, y otros que por sus características revista de un especial interés para el municipio.	P ≤ 25	25<P ≤ 50	P >50

Figura 29 Tabla 610.2 del RETILAP- Categorización de los proyectos para Alumbrado Público

4. ESQUEMA DE MANTENIMIENTO DE ALUMBRADO PUBLICO

En la sección 410.9 del RETILAP establece que "Todo proyecto de iluminación debe considerarse un factor de mantenimiento total, que dependerá de los elementos utilizados y el ambiente donde opere".
De igual forma, en la sección 530,4 del RETILAP establece que "todas las instalaciones de alumbrado público deben contar con un plan de mantenimiento que garantice el mantenimiento de los niveles de eficiencia energética y los parámetros de iluminación. Este plan de mantenimiento debe incluir entre otras informaciones, el periodo de limpieza del conjunto óptico de las luminarias y de cambio de bombillas".

FACTOR DE MANTENIMIENTO

El factor de mantenimiento se calcula a partir de la ecuación descrita en el numeral 520.2.3 del RETILAP:

$$FM = FExDLBxFB$$

Donde:
FE: Depreciación de la luminaria por ensuciamiento.
DLB: Depreciación por disminución del flujo luminoso de la fuente de luz
FB: Factor de balasto o equipo electrónico auxiliar (no definido a la fecha)

En el numeral 580.2.3 del RETILAP se indica que el factor de balasto FB puede ser aproximado a 1 el factor DLB puede ser estimado de acuerdo a la información disponible por parte de los

fabricantes de bombillas. El factor de depreciación de la luminaria por ensuciamiento FE se toma de la Tabla 580.2.3 del RETILAP (Ver figura 9)

Tipo de vía o clase de iluminación	Nivel de contaminación	Índice de hermeticidad (IP) de la luminaria	Periodo, en meses, de limpieza del conjunto óptico de la luminaria	Factor de Ensuciamiento F_E
Avenidas en el centro de algunas ciudades (*)	IV	6X (a)	6	0,91
		6X (b)	6	0,93
M2 y M3	III	6X (a)	12	0,91
		6X (b)	12	0,93
M4 y P1 a P3	II	6X (a)	24	0,89
		6X (b)	24	0,91
M5, P4 a P7 y parques	I	6X (a)	36 o cambio de la bombilla	0,90
		6X (b)		0,95

Tabla 580.2.3 e. Factores de ensuciamiento de las Luminarias,
Según el nivel de polución, índice de hermeticidad y el período de limpieza utilizado

FIGURAS 2 Tabla 580.2.3 e. del RETILAP – Factores de ensuciamiento de las Luminarias, Según el nivel de polución, índice de humedad y el periodo de limpieza utilizado.

El proveedor de luminarias definió un DLB del 70% para 100.000 horas, lo cual equivale aproximadamente a 23 años, sin embargo, el proyecto se realiza definiendo un tiempo de reemplazo de las luminarias de 9 años, para lo cual, una vez realizado el análisis, se halla un DLB DE 0.88174.

Por lo siguiente se consolida que la siguiente información es:

DLB: 0.88174
FB: 1
FE: 0.93

De esta manera, usando la ecuación descrita en el numeral 520.2.3 del RETILAP, se tiene:

FM= FExDLBxFB

FM= 0.93x0.88174x1

FM= 0.81

ESQUEMA DE MANTENIMIENTO

En atención a lo establecido en el numeral 530.4 del RETILAP, es necesario realizar un esquema de mantenimiento, teniendo en cuenta que, con el paso del tiempo, la suciedad aunada a la disminución natural del flujo luminoso de las luminarias, ocasiona una disminución de los niveles iniciales de iluminación.

Para los diseños de iluminación de las veredas en el área rural, se presenta un esquema de mantenimiento mostrado en la figura 10, conforme a lo descrito en el numeral 430.5 del RETILAP.



FIGURAS 3 Esquema de Mantenimiento definido para el proyecto

Periodicidad en limpieza del conjunto óptico de las luminarias	12 meses (4320 horas)
Periodicidad en reemplazo de fuente de luz	39.420 horas [9 años] (DLB= 0.88174)

Tabla 33 Resumen de esquema de mantenimiento

EVALUACIÓN DE COSTOS

Se realizo la evaluación del proyecto tomando como alternativas de diseño 3 marcas reconocidas a nivel nacional, con luminarias que cumplen con los parámetros de condiciones establecidas en el RETILAP. El análisis de costos se realizó tomando como insumo las luminarias, el módulo led, lo drivers, el conjunto óptico y la foto control, los demás elementos no hacen parte del análisis económico, teniendo en cuenta que para las tres alternativas se requiere la misma cantidad de materiales e insumos, y su vida útil es posterior al presente análisis económico.
A continuación, se presenta el resumen del análisis económico realizado para un periodo de 25 años para tres alternativas, donde se evidencia que la alternativa más viable corresponde a las luminarias de la empresa fabricante SYLVANIA, por lo cual, se eligen estas luminarias para el proyecto. En los anexos se adjunta la documentación detallada del análisis económico realizado.

USO RACIONAL DE LA ENERGÍA EN ALUMBRADO PUBLICO

Para garantizar el encendido del sistema de iluminación en las horas necesarias, se determina el control de encendido mediante foto control. Los fotocontroles deberán ser instalados en cada luminaria, con el fin de mejorar la eficacia, como es un sistema fotovoltaico se cargara las baterías las 12 horas del día, en la noche se entregaría energía con 100 porciento de efectividad lumínica con una autonomía de 18 horas de respaldo, los fotocontroles y gabinetes donde ira el controlador y las baterías deberán garantizar un nivel de hermeticidad mínimo IP65, o seguir indicaciones del fabricante de las luminarias que en su momento determine.
La sección 510.6.1 de RETILAP establece que "las vias con excepción de túneles, para velocidades inferiores a 60km/h, es decir aquellas diseñadas con el criterio de iluminancia no deben exceder los valores máximos de Densidad de potencia para Alumbrado de vias (DPEA) establecidos en la tabla 510.6.1" el estudio adelantado para el presente proyecto se realizó tomando como criterio la luminancia, sin embargo, la simulación adelantad con el SOFTWARE DIALUX EVO, arrojo resultados para el criterio de iluminancia. De esta manera, considerando que la distribución de luminarias en el sector es variable, se realizó el cálculo tomando como base unitario el kilómetro, usando las Inter distancias definidas en cada simulación

PERFIL 1

DPEA = (Carga total conectara para alumbrado público) / (Área total iluminada)

Interdistancia BELUGA 60[W]= 30 [m]
Numero de luminarias BELUGA por kilómetro= 20
Carga 60 [W]= 20x60[W]
Carga total BELUGA 60[W]= 1200 [W]

Área total Iluminada = Ancho de la calzada x Numero de calzadas x Longitud de la vía
Área total iluminada= 8[m] x 1 x 564.7[m]

$$Área\ total\ iluminada = 4517.6[m^2]$$

$$DPEA = \frac{1200\ W}{4517.16\ m^2}$$
$$DPEA = 0.26\ \text{w/m2}$$

En la figura 11, se observan los resultados por iluminancia para la calzada 1 del perfil vial 1, donde el nivel mantenido de iluminancia promedio es de 15.3 lx; la figura 46 corresponde a la tabla 510.6.1 del RETILAP, donde se relacionan los valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA), donde se puede observar que solamente se tiene tabulado hasta un máximo de 28.6 luxes y claramente se identifica que el DPEA aumenta de manera proporcional al nivel mantenido de iluminancia promedio, de manera que, considerando el DPEA calculado es (0.26W/m2) es inferior al establecido por el RETILAP, se determina que el perfil 1 cumple con este criterio.

Calle 1

Calzada 1 (M4)

m	1.500	4.500	7.500	10.500	13.500	16.500	19.500	22.500	25.500	28.500
2.000	27.08	22.48	16.73	11.98	9.85	9.85	11.98	16.73	22.48	27.08
0.667	23.92	20.42	16.15	12.26	10.13	10.13	12.26	16.15	20.42	23.92

Valor de mantenimiento iluminancia horizontal [lx] (Tabla de valores)

	$\bar{E}$	E_{min}	E_{max}	U_o (g-)	g_2
Valor de mantenimiento iluminancia horizontal	15.3 lx	5.57 lx	28.6 lx	0.36	0.19

Figura 30 Resultados perfil 1 calzada 1, criterio de iluminancia

Nivel mantenido de iluminancia promedio	DENSIDAD DE POTENCIA (w/m²) según ancho de la calzada (m)				
lux (lx)	< 6	6 a 8	8.1 a 10	10.1 a 12	12.1 a 14
3	0,29	0,26	0,23	0,19	0,17
4	0,35	0,32	0,28	0,26	0,23
5	0,37	0,35	0,33	0,30	0,28
6	0,44	0,41	0,38	0,35	0,31
7	0,53	0,49	0,45	0,42	0,37
8	0,60	0,56	0,52	0,48	0,44
9	0,69	0,64	0,59	0,54	0,50
10	0,76	0,71	0,66	0,61	0,56
11	0,84	0,79	0,74	0,67	0,62
12	0,91	0,86	0,81	0,74	0,69
13	1,01	0,94	0,87	0,80	0,75
14	1,08	1,01	0,94	0,86	0,81
15	1,12	1,06	1,00	0,93	0,87
16	1,17	1,10	1,07	0,99	0,93
17	1,23	1,17	1,12	1,03	0,97
18	1,33	1,26	1,20	1,10	1,04
19	1,40	1,33	1,26	1,17	1,10
20	1,47	1,39	1,33	1,23	1,16
21	1,55	1,46	1,39	1,29	1,22
22	1,62	1,53	1,46	1,35	1,27
23	1,69	1,60	1,53	1,41	1,33
24	1,76	1,67	1,59	1,47	1,39
25	1,83	1,73	1,66	1,53	1,45
26	1,90	1,80	1,73	1,60	1,51

Tabla 510. 6.1 valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m²)
Adaptación de la Norma Oficial Mexicana NOM-13-ENER-2004 (Reglamento Técnico)

FIGURAS 4 Tabla 510.6.1 del RETILAP – valores máximos de densidad de potencia eléctrica para alumbrado (DPEA) para vías vehiculares (W/m^2)

Ahora bien, considerando que el diseño se realizó con el criterio de luminancia, se procede con el análisis del criterio del Energy Efficiency Ratio – EER, tal como establece el RETILAP.

$$EER = \frac{P}{[LxS]}$$

P= Potencia en W
L= Luminancia mantenida en Cd/m2
S= Área en m2

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M4)	L_m	1.06 cd/m²	≥ 0.75 cd/m²	✓
	U_o	0.50	≥ 0.40	✓
	U_l	0.70	≥ 0.60	✓
	TI	14 %	≤ 15 %	✓
	R_{EI}	0.42	≥ 0.30	✓

Figura 31Resultados obtenidos para en análisis fotométrico perfil 1, criterio de luminancia.

En la figura 13 se pueden observar los resultados de la simulación obtenida para el perfil 1, con el criterio de luminancia; para la evaluación del criterio EER se tomará el menor valor de luminancia mantenida entre la calzada 1, esto con el fin de ser conservadores en el análisis.

$$EER = \frac{1200[W]}{(1.06\frac{cd}{m^2} x\ 4517.16\ m^2)}$$

$$EER = 0..25\text{W/cd}$$

De esta manera se observa que para el perfil 1 el ERR calculado es inferior a 0.8 W/cd, por el cual se cumple con el nivel máximo de ERR establecido en el RETILAP.

5. RESULTADOS OBTENIDOS CON LAS LUMINARIA SELECCIONADAS

La luminaria seleccionada es la beluga 60W 5050 Ra70 YW 830

Resumen (hacia EN 13201:2015)

Beluga (unilateral arriba)

Distancia entre mástiles	30.000 m
(1) Altura de punto de luz	7.317 m
(2) Saliente del punto de luz	1.932 m
(3) Inclinación del brazo	15.0°
(4) Longitud del brazo	2.000 m
Horas de trabajo anuales	4000 h: 100.0 %, 60.0 W
Vatios / recorrido	1980.0 W/km
ULR / ULOR	0.00 / 0.00
Intensidad luminica máx Respectivamente en todas las direcciones que forman los ángulos especificados con las verticales inferiores (con luminarias instaladas aptas para el funcionamiento).	≥ 70°: 556 cd/klm ≥ 80°: 401 cd/klm ≥ 90°: 27.6 cd/klm
Clase de potencia luminica Los valores de intensidad luminica en cd/klm para el cálculo de la clase de potencia luminica se refieren al flujo luminoso de luminaria conforme a EN 13201:2015.	-
Clase de índice de deslumbramiento	D.3
MF	0.80

Figura 32 Descripción de instalación luminaria perfil

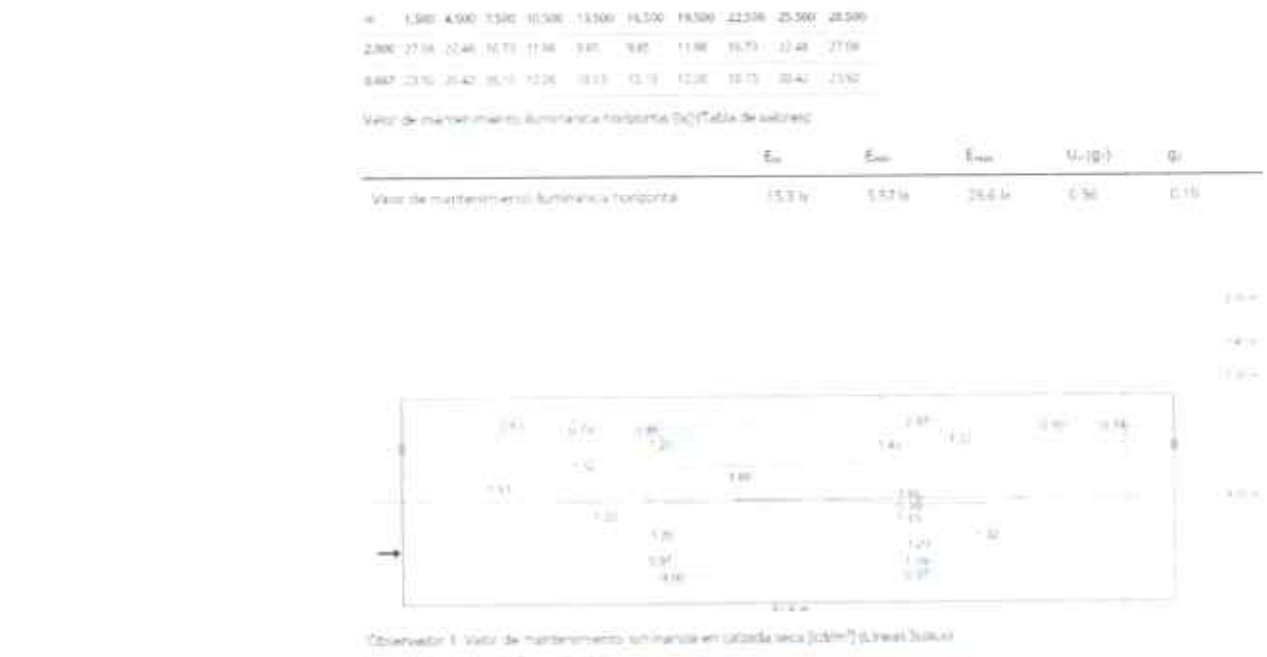


Figura 33. Calzada 1 del perfil vial 1.

Resultados para campo de evaluación

	Tamaño	Calculado	Nominal	Verificación
Calzada 1 (M4)	$\bar{L}_m$	1.06 cd/m²	≥ 0.75 cd/m²	✓
	L_{min}	0.50	≥ 0.40	✓
	L_{max}	0.70	≥ 0.60	✓
	TI	14 %	≤ 15 %	✓
	E_{min}	0.42	≥ 0.30	✓

Figura 34. Resultados simulación de iluminación para el perfil 1 calzada 1.

7. DETALLES DE CONEXIÓN

El medidor corresponde a un equipo electrónico bifásico, con capacidad de corriente 10/100 A, voltaje nominal 480/277 V, clase 2 y frecuencia de 60 Hz, encargado de registrar el consumo de energía del circuito de alumbrado público. La acometida en baja tensión de ENERCA llega al bloque de bornes del medidor mediante las fases A, B y el neutro; una vez registrada la energía, estos mismos conductores continúan hacia el lado del cliente, alimentando directamente el circuito de alumbrado, con su respectiva conexión a tierra en el punto medio del bloque.
Internamente, el medidor opera bajo una configuración de dos elementos, tres hilos, con neutro incorporado: cada elemento se conecta en serie con una de las fases (A a través de los terminales 1 y 3, y B a través de los terminales 4 y 6), mientras los terminales 9 y 10 corresponden a las tomas de potencial necesarias para la medición. El neutro pasa directo entre la acometida y el cliente, sin elemento de medición, ya que solo cumple función de referencia.

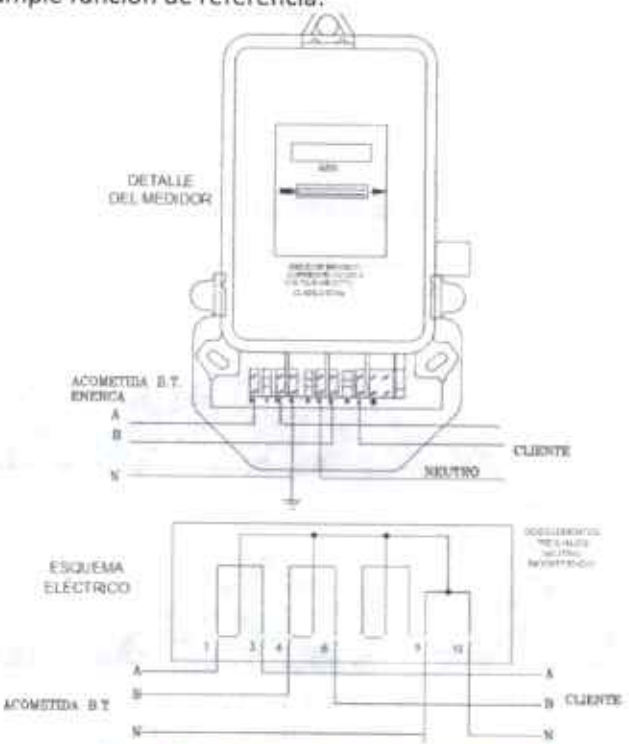
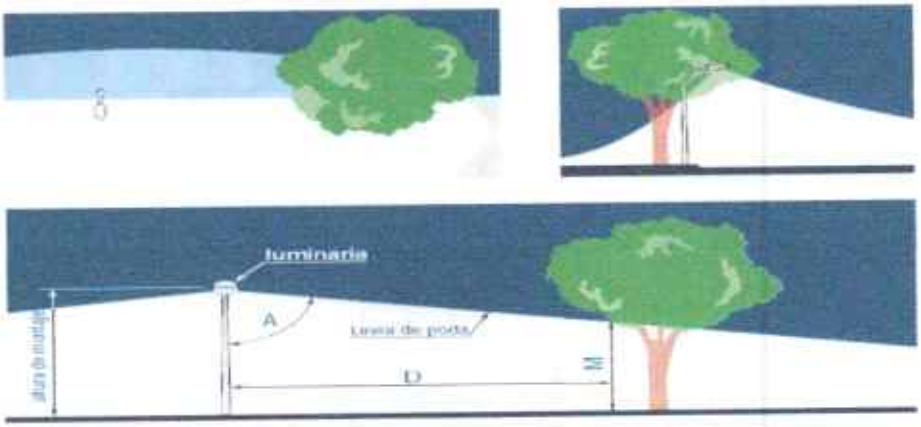


Figura 35 Detalle de conexión de las luminarias.

7. COMPONENTE AMBIENTAL

El presente diseño comprende el análisis fotométrico para varias zonas Rural en el sector de la callejuela 4 del municipio de Yopal, donde se tiene presencia de especies arbóreas, se recomienda previa revisión del sitio para generar una evaluación ambiental, la cual deberá constatar la necesidad o no de intervenir las especies existentes, esto debe ir directamente ligado a las actividades urbanísticas que se adelanten en los dichos sectores, todo que se observa que algunas de las especies arbóreas se encuentran ubicadas sobre zonas blandas y duras

proyectadas, lo cual, deberá tener una intervención. En el presente análisis fotométrico se contemplaron brazos desde 2 metros en los sectores con lo cual se espera minimizar las afectaciones ambientales y la concurrencia de sombras por árboles en los sectores.
Expuesto lo anterior, se hace claridad que, para garantizar los niveles de iluminación calculados, por lo cual se deberá tener en cuenta lo contemplado en el numeral 510.7 del RETILAP, donde menciona "Debe tenerse en cuenta que no es necesario podar los árboles más allá de las ramas que interfieran con el haz luminoso útil (Véase la figura 19 510.7). ya que el follaje restante permite mejorar el apantallamiento de la instalación y, por ende, mejora la visibilidad por efecto de silueta"



Angulo de línea de poda "A"	Altura de poda del árbol
70°	M = 0,36 D
75°	M = 0,26 D
80°	M = 0,17 D

FIGURAS 5 Separación mínima entre árboles y los postes con las luminarias de alumbrado público, para evitar sombras sobre la vía – Figura 510.7 del RETILAP

Teniendo en cuenta que el proyecto es sobre sectores en la parte rural se debe tener cuenta la distancia de árboles al poste que se va instalar para realizar le respectiva poda correspondiente. Adicionalmente, las interdistancias analizadas en el presente estudio, son las máximas obtenidas debido a las condiciones de la vía, se debe mantener la interdistancia analizada con la potencia de luminaria que se selecciono para garantizar los niveles mínimos de iluminación. De esta manera, previo al inicio del proceso de instalación de luminarias, se deberá analizar el caso puntual de cada punto luminoso.

MEMORIAS DE ILUMINACION

ANEXO 3
MATRICULA PROFESIONAL DEL DISEÑADOR
CERTIFICADO DE EXPERIENCIA
DECLARACIÓN RETIE DEL DISEÑADOR.
DECLARACIÓN RETILAP DEL DISEÑADOR.
MEMORIAL DE RESPONSABILIDAD

ANEXO 4.

DISPONIBILIDAD APROBADA

ANEXO 5.

PLANOS ELÉCTRICOS.