OBJETO

MEMORIAS DE PROYECTO –CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA, BAJA TENSION Y SUBESTACIONES EN EL CORREGIMIENTO DE CORCOVADO DEL MUNICIPIO DE MORALES

ALCALDIA MUNICIPAL DE MORALES

MORALES
2025

TABLA DE CONTENIDO

A. Información general del proyecto.....7

Datos generales..... 7

Objeto 7

Localización 9

A. Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras teniendo en cuenta el factor de potencia y armónicos. 10

Cuadro de cargas..... 10

B. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. 11

Selección de aisladores 12

Distancias mínimas de fuga 12

C. Análisis de cortocircuito y falla a tierra..... 14

Información general del transformador..... 14

Cálculo de cortocircuito del transformador 14

D. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. 16

E. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlo. 18

Matriz de análisis de riesgos. 18

Salud ocupacional. 29

Las 5 reglas de oro para trabajos en redes des energizadas. 29

F. Análisis del nivel de tensión requerido..... 30

G. Cálculos de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no superen los límites de exposición definidos. 30

H. Cálculo de transformador 30

Características del transformador 31

I. Cálculo del sistema de puesta a tierra. 32

J. Cálculo Económico de Conductores..... 34

K. Verificación de conductores. 37

Cálculo de pérdidas de energía y potencia 39

I. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. 41

M. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes . 47

N. Cálculos de canalizaciones 49

Canalizaciones por BT 49

O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. 50

Análisis de armónicos 50

P. Cálculo de Regulación 52

Q. Clasificación de Áreas 53

R. Elaboración de diagramas unifilares 53

S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. 54

T. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. 54

U. Establecer las distancias de seguridad requeridas. 54

Aspectos ambientales. 57

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. 57

W. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. 58

TABLAS

Tabla 1. Datos generales 7
Tabla 2. Características del Cable AL ACSR. 8
Tabla 3. Ubicación del proyecto 9
Tabla 4. Niveles de Aislamiento CENS 11
Tabla 5. Distancias mínimas de fuga. 13
Tabla 6 Datos del transformador. 14
Tabla 7. Decisiones y acciones para controlar el riesgo. 19
Tabla 8 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 20
Tabla 9 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 21
Tabla 10 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 22
Tabla 11 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 23
Tabla 12 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 24
Tabla 13 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 25
Tabla 14 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 26
Tabla 15 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 27
Tabla 16 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE 28
Tabla 17. Verificación de conductores. 38
Tabla 18. Resultado de perdidas. 41
Tabla 19. Límite de armónicos de tensión. 50
Tabla 20. Límites de armónicos de corriente. 51
Tabla 21. Porcentajes de regulación permitidos. 52
Tabla 22. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones. 56
Tabla 23. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones. 57

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Determinación Ktov,10s. 17
Figura 2. Curva de disparo. 39
Figura 3. Número máximo de conductores en tuberías. 49
Figura 4. Distancias minimas de seguridad 55

INTRODUCCIÓN

Toda infraestructura eléctrica, nueva o remodelada, que se requiera energizar desde el sistema interconectado nacional (SIN) debe cumplir con ciertos criterios técnicos, económicos y ambientales que aseguren la confiabilidad y seguridad del sistema, manteniendo la continuidad del fluido eléctrico. Dichos criterios deben ser evaluados y aprobados por personal idóneo, que garantice el correcto cumplimiento de los mismos, de principio a fin.

En este documento se establecen las especificaciones técnicas necesarias para la construcción de subestaciones tipo poste que permitan suministrar el servicio de energía para 230 usuarios repartidos durante el recorrido de la red, la vía y el pueblo.

Los diseños fueron realizados obedeciendo criterios técnicos, matemáticos, económicos, normativos y de diseño para la elaboración y presentación de proyectos de subestaciones eléctricas de media tensión, basados en las normas nacionales e internacionales vigentes (RETIE, NTC2050, IEEE -80, entre otras) y requisitos dados por el operador de la red en este caso CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER (CENS); Para su posterior revisión y aprobación por parte de las áreas competentes para su posterior ejecución.

Los resultados del diseño se presentan los planos anexos en este documento. En dichos anexos se muestra el dimensionamiento de la red eléctrica nueva, distribución de equipos y especificaciones técnicas de los mismos.

A. Información general del proyecto

Datos generales

Nombre del proyecto	Construcción red trifásica Simoita-Corcovado			
Dirección				
Ciudad/Municipio	Morales			
Tipo	Residencial			
No. De usuarios	230			
Propietario	Alcaldía municipal de morales			
Capacidad instalada	150 KVA			
Relación de transformación	13200 V / 240 V			
Medidores	Electrónico de medida indirecta 1,5(6) AMP			
Capacidad de potencia de los transformadores instalados	**No.**	**CAPACIDAD**		**CANTIDAD**
	1	2ϕ 15 [kVA]		5
	2	2ϕ 10 [kVA]		2
	3	2ϕ 5 [kVA]		2
	4	2ϕ 25 [kVA]		2
Longitud de redes en M.T - 13,2 kV	**No.**	**TIPO**	**kV**	**CANTIDAD[m]**
	1	Aérea	13.2	34927
Longitud de redes en B.T	**No.**	**TIPO**	**v**	**CANTIDAD[m]**
	1	Aérea	240	13725
Subestación	Tipo poste			

Tabla 1. Datos generales

Objeto

El proyecto tiene como alcance, la construcción de una red de media tensión aérea trifásica de 35800 m, junto con la secretaría de planeación del municipio de morales y especificaciones técnicas de funcionamiento y porcentaje de crecimiento del municipio definido se estableció proyectar una potencia total instalada de 150KVA; Los cuales serán repartidos en 10 transformadores ubicados estratégicamente para suministrar energía a los 230 usuarios beneficiarios de este proyecto.

La red de media tensión se construirá en cable AL en distribución aérea de formado Aluminio con Alma de Acero (ACSR), No 1/0, instalando grapas de operar en caliente en el arranque, estribos y las respectivas cajas cortacircuitos, según plano *001.red eléctrica trifásica de 150KVA.*

Nombre	Ope. volt. [kV]	Diam. Conductor [mm]	N° Hilos de Acero	N° de Hilos de Aluminio	Espesor promedio de la chaqueta [mm]	Diam. Ext. [mm]	Peso aprox. [kg/km]	Máx. DC Resist. Cond. 20°C [Ohm/km]	Intensidad admisible al aire libre [A]
2AWG	15	7,59	1	6	3,82	16,51	301	0,8527	150
1/0AWG	15	9,57	1	6	3,82	18,49	411	0,5357	200
2/0AWG	15	10,74	1	6	3,82	19,66	485	0,4256	235
4/0AWG	15	13,54	1	6	3,82	22,47	691	0,2676	310
266,8KCMIL	15	14,47	1	18	3,82	23,39	693	0,2124	360
266,8KCMIL	15	15,48	7	26	3,82	24,15	812	0,209	360
1/0AWG	35	9,57	1	6	7,63	26,07	658	0,5357	200
2/0AWG	35	10,74	1	6	7,63	27,24	745	0,4256	230
4/0AWG	35	13,54	1	6	7,63	30,05	982	0,2676	310
266,8KCMIL	35	14,47	1	18	7,63	30,97	994	0,2124	360
266,8KCMIL	35	15,48	7	26	7,63	31,97	1133	0,209	360
336,4KCMIL	35	16,24	1	18	7,63	32,74	1152	0,1683	415
336.4KCMIL	35	17,3	7	26	7,63	33,6	1306	0,1683	415
636KCMIL	35	22,34	1	18	7,63	39,12	1822	0,089	620
715,5KCMIL	35	25,34	7	26	7,63	42,12	2329	0,1032	667

Tabla 2. Características del Cable AL ACSR.

CARACTERÍSTICAS:

- Larga vida
- Resistente a la intemperie.
- Alta carga a la rotura

TENSIÓN MÁXIMA DE OPERACIÓN:

15kV y 35 kV

TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN:

75°C.

APLICACIONES:

Distribución aérea de energía eléctrica en media y alta tensión, especialmente en zonas rurales.

RANGO DE FABRICACIÓN:

Se fabrican en calibres de 2 AWG a 715,5 kCM según especificaciones.

ESPECIFICACIONES:

Cumple con NTC309, NTC 461, ASTMB 232/498, RETIE

La medición de energía se realizará a través de un grupo de medida directa por baja Tensión, para cada uno de los usuarios.

La obra será ejecutada según conforme a los parámetros establecidos en la NTC2050, el RETIE y la normatividad técnica del operador de red de la zona Centrales Eléctricas de Norte de Santander CENS. El punto de conexión será establecido por CENS S.A.

Localización

MACROLOCALIZACIÓN

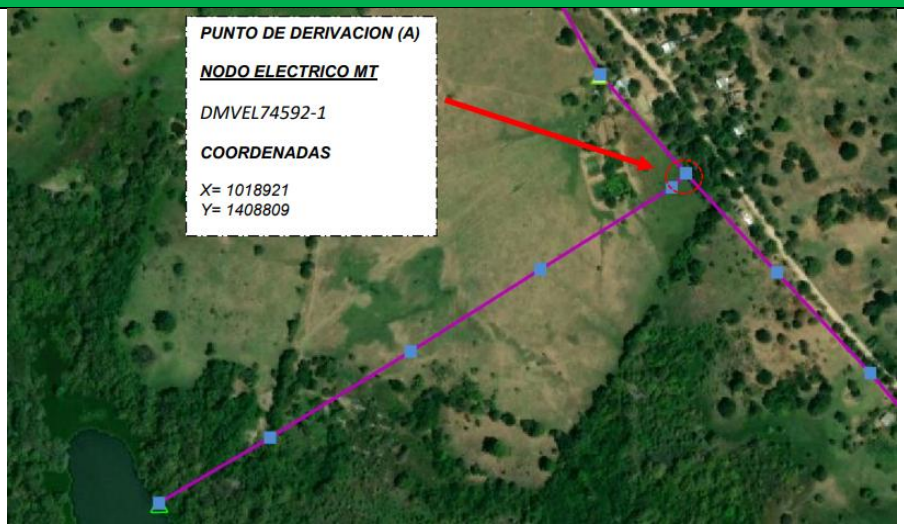
MICROLOCALIZACIÓN


Tabla 3. Ubicación del proyecto

A. Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras teniendo en cuenta el factor de potencia y armónicos.

En el análisis del cuadro de carga se tienen en cuenta las cargas residenciales tipo de la región de Corcovado que, esto con el fin de establecer especificaciones técnicas en los conductores, protecciones y transformadores de potencia. Adicionalmente en la figura 2 se observa las curvas

Cuadro de cargas

CUADRO DE CARGAS POR USUARIO CASA TIPO PUEBLO NUEVO-SIMOITA CORCOVADO										
		TOMAS		LUMINARIA	POTENCIA	FP	POTENCIA	CORRIENTE	PROTECCION	CALIBRE
CTO	DESCRIPCION	110	220	20W	W		VA			
1	PEQUEÑOS APARATOS	4			440	0,9	488,9	4,4	1X20	#12
2	ILUMINACION	3		8	460	0,9	511,1	4,6	1X20	#12
3	LAVADO + PLANCHADO	1			746	0,9	828,9	7,5	1X20	#12
4	RESERVA									
	TOTAL				1646	0,9	1828,9	16,6	1X30	#8

Tabla 4. Cuadro de cargas casa tipo

Tabla 17 Usuario Rural CENS

Usuarios	KVA por usuario	kVA Totales	KVA trafo 1Ø	% de Uso 1Ø	KVA trafo 3Ø	% de Uso 3Ø
1	0,88	0,88	5	18%	15	6%
2	0,54	1,07	5	21%	15	7%
3	0,42	1,27	5	25%	15	8%
4	0,37	1,46	5	29%	15	10%
5	0,33	1,66	5	33%	15	11%
6	0,31	1,85	5	37%	15	12%
7	0,29	2,05	5	41%	15	14%
8	0,28	2,25	5	45%	15	15%
9	0,27	2,44	5	49%	15	16%
10	0,26	2,64	5	53%	15	18%
11	0,26	2,83	5	57%	15	19%
12	0,25	3,03	5	61%	15	20%
13	0,25	3,22	5	64%	15	21%
14	0,24	3,42	5	68%	15	23%
15	0,24	3,61	5	72%	15	24%
16	0,24	3,81	5	76%	15	25%
17	0,24	4,00	5	80%	15	27%
18	0,23	4,20	5	84%	15	28%
19	0,23	4,39	5	88%	15	29%
20	0,23	4,59	5	92%	15	31%
21	0,23	4,78	5	96%	15	32%
22	0,23	4,98	5	100%	15	33%
23	0,22	5,17	10	52%	15	34%
24	0,22	5,37	10	54%	15	36%
25	0,22	5,57	10	56%	15	37%
26	0,22	5,76	10	58%	15	38%
27	0,22	5,96	10	60%	15	40%
28	0,22	6,15	10	62%	15	41%

Tabla 5 cuadro de demanda máxima CENS RURAL

B. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

La norma IEC 60071-1 define: “La coordinación de aislamiento es la selección de la rigidez dieléctrica de los equipos en relación con las tensiones que se pueden aparecer en el sistema en el cual se hallan instalado, teniendo en cuenta las condiciones ambientales de servicio y las características de los dispositivos de protección disponibles.”

La coordinación de aislamiento tiene como objeto determinar la distancia de fuga que manejarán los aisladores conectados a las estructuras de M.T. y B.T, que formen parte del proyecto. A continuación, se muestran paso a paso los cálculos necesarios en esta sección del proyecto.

El Aislamiento eléctrico es la técnica empleada en los diferentes materiales y equipos eléctricos para prevenir contacto eléctrico.

Las redes de distribución deben cumplir los requerimientos de aislamiento de las partes energizadas, para evitar contactos, tanto por disminución en las distancias de seguridad cuando el aislamiento es el aire o por deficiencias o insuficiencias de los materiales aislantes.

Algunos OR han normalizado los niveles de aislamiento y tensión para redes de media tensión, los cuales serán utilizados para efectos de cálculos y selección de equipos que hagan parte del diseño. en la Tabla 6 se muestran los niveles de aislamiento normalizados para redes de Media Tensión:

NIVEL	TENSIÓN MAS ELEVADA PARA EL MATERIAL (kV)	BIL (kV)
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13,2 kV	17,5	95
Media tensión 34,5 kV	36,0	170

Tabla 6. Niveles de Aislamiento CENS

De los elementos de la línea, los aisladores son los que demandan mayor cuidado, tanto en su elección, como en su control de recepción, colocación y vigilancia en explotación. En efecto, frágiles por naturaleza, se ven sometidos a esfuerzos combinados, mecánicos, eléctricos y térmicos, colaborando todos ellos a su destrucción. Los aisladores utilizados, independientemente del tipo, deben poseer certificado de conformidad expedido por un ente acreditado por la SIC tal como se establece en el RETIE 2013, Art. 20.1 y en general las cualidades específicas que deben cumplir los aisladores son: rigidez dieléctrica, resistencia mecánica, resistencia a las variaciones de temperatura y ausencia de envejecimiento.

Selección de aisladores

Para la correcta selección de aisladores es necesario tener en cuenta diversos factores como: nivel de tensión de la red, nivel de aislamiento (BIL) y el grado de contaminación de la zona donde se llevará a cabo el proyecto. También deben cumplir con algunas cualidades específicas como: rigidez dieléctrica, resistencia mecánica, resistencia a las variaciones de temperatura y ausencia de envejecimiento.

Distancias mínimas de fuga

Las distancias mínimas de fuga, según el grado de contaminación establecido en la norma IEC 60071-2, se muestran en la Tabla 7

GRADO DE CONTAMINACIÓN	TIPOS DE AMBIENTE	DISTANCIA MÍNIMA DE FUGA(Kf) mm/kv
I-Insignificante	Áreas no industriales y de baja densidad de casas equipadas con equipos de calefacción.	16
	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.	
II-Medio	Áreas con industrias poco contaminantes y/o con casas equipadas con plantas de calefacción.	20
	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.	
III-Fuerte	Áreas con alta densidad de industrias y suburbios de grandes ciudades con alta densidad de plantas de calefacción produciendo polución	25
	Áreas próximas a mar o expuestas a vientos relativamente fuertes procedentes del mar.	
	Áreas sometidas a humos contaminantes que producen depósitos conductores espesos.	
IV-Muy fuerte	Áreas muy próximas al mar sujetas a vientos muy fuertes.	31

	Áreas desiertas expuestas a vientos fuertes que contienen arena y sal.	

Tabla 7. Distancias mínimas de fuga.

La distancia total de fuga de los aisladores se calcula con la ecuación (1).

$$Dt = \frac{Vmax}{\sqrt{3}} * Df * \delta \quad (1)$$

Donde:

Dt: Distancia total de fuga mm
$Vmax$: Tensión máxima de operación KV Para redes de 13,2 kV y 34,5 kV se deben tomar 17,5 kV y 36 kV como las tensiones máximas respectivamente.
Df: Distancia mínima de fuga mm/KV
δ: Factor de corrección por densidad del aire, ecuación (2).

$$\delta = e^{\frac{h}{8150}} \quad (2)$$

Donde:

h: Altura sobre el nivel del mar

El número de aisladores a instalar, por estructura, se calcula como la razón entre la distancia total de fuga, y la distancia de fuga del aislador seleccionado; como se muestra en la ecuación (3).

$$\#\ de\ ailadores = \frac{Dt}{Dailador} \quad (3)$$

$$\delta = e^{\frac{2150}{8150}} = e^{\frac{43}{163}} = 1{,}3$$

Por la ubicación del proyecto, se asume una distancia mínima de fuga para zonas con grado de contaminación insignificante, de 20 mm/kV

$$Dt = \frac{17{,}5kV}{\sqrt{3}} * \frac{20mm}{kV} * 1.3$$

$$Dt = 258{,}19mm$$

La distancia de fuga para aisladores poliméricos clase ANSI 55-5 es de 305mm por lo tanto la cantidad de aisladores requeridos para la estructura es:

$$\#\ de\ aisladores = Dt/Daislador = \frac{258{,}19mm}{305mm}$$

$$\#\ de\ aisladores = 0{,}84$$

Se aproxima a un (1) Juego de aisladores poliméricos para cada línea.

C. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Información general del transformador

En esta sección se calculará la corriente de cortocircuito del transformador a instalar teniendo en cuenta que son 2 transformadores de iguales especificaciones técnicas, y se analizarán las corrientes simétricas y asimétricas teniendo en cuenta debe estar especificado en la factibilidad de servicio.

Cálculo de cortocircuito del transformador	
z%	6%
ZPU	0,06
TRANSFORMADOR SELECCIONADO EN kVA	5
Nivel de tensión primario kV	13,2
Nivel de tensión secundario kV	0,220
zpu = z transformador (dato de placa)	

Tabla 8 Datos del transformador.

Cálculo de cortocircuito del transformador

- **Cálculo de la corriente Nominal en B.T 5 kVA**

$$InBT = \frac{5kVA}{(0{,}240kV)}$$

$$\boldsymbol{In(B.T) = 20.83[A]}$$

- **Cálculo de la corriente Nominal en B.T 10 kVA**

$$InBT = \frac{10kVA}{(0{,}240kV)}$$

$$\boldsymbol{In(B.T) = 41.6[A]}$$

- **Cálculo de la corriente Nominal en B.T 15 kVA**

$$InBT = \frac{15kVA}{(0{,}240kV)}$$

$$\boldsymbol{In(B.T) = 62.5[A]}$$

- **Cálculo de la corriente Nominal en B.T 20 kVA**

$$InBT = \frac{20kVA}{(0{,}240kV)}$$

$$\boldsymbol{In(B.T) = 83.3[A]}$$

- **Corriente de corto circuito en el lado de B.T 5 kVA**

La corriente de corto circuito en bornes del secundario del transformador (B.T) considerando el lado de A.T como un bus infinito, se calculó como se observa a continuación.

$$Icc = kVA/((Zpu) * kV)$$

$$Icc = \frac{5kVA}{(0{,}06 * 0.240kV)}$$

$$\boldsymbol{Icc(B.T) = 0.347\ kA}$$

- **Corriente de corto circuito en el lado de B.T 10 kVA**

$$Icc = \frac{10kVA}{(0{,}06 * 0.240kV)}$$

$$\boldsymbol{Icc(B.T) = 0.694\ kA}$$

- **Corriente de corto circuito en el lado de B.T 15 kVA**

$$Icc = \frac{15kVA}{(0{,}06 * 0.240kV)}$$

$$\boldsymbol{Icc(B.T) = 1.041\ kA}$$

- **Corriente de corto circuito en el lado de B.T 25 kVA**

$$Icc = \frac{25kVA}{(0{,}06 * 0.240kV)}$$

$$\boldsymbol{Icc(B.T) = 1.736\ kA}$$

Las corrientes de cortocircuito suministradas por media tensión deben ser suministradas por parte del operador de la red, en el caso de que no sean suministradas en la factibilidad se asumirán valores típicos para aplicar en otros estudios como el estudio de sistema puesta a tierra.

D. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.

Coordinación de red de media tensión de 13.2 kV

A continuación, se presenta la metodología de selección de los pararrayos de ZnO, a ser utilizados en el arranque de la red de media tensión del proyecto.

PARARRAYOS sólidamente puesto a tierra a 13.2 kV

Tensión máxima del sistema
Um: 17,5 kV

Nivel de aislamiento al impulso tipo rayo LIWL = 95kV

Factor de puesta a tierra **k = 1,4** Factor definido de acuerdo con el tipo del sistema, sólidamente puesto a tierra o aislado (de acuerdo con las recomendaciones de la publicación IEC 60099-5, anexo A)

Máxima duración de sobretensión temporal 10 s (máxima sobretensión temporal esperada, de acuerdo con las recomendaciones de la publicación IEC 60099-4)

Uc= tensión de operación

$$Uc_{min} = 1{,}05 \cdot \frac{Us}{\sqrt{3}} = 1{,}05 \cdot \frac{13{,}2\ kV}{\sqrt{3}}$$

$$\boldsymbol{Uc_{min} = 8,002\ kV}$$

$$Ur1_{min} = 1{,}25 \cdot Uc_{min} = 1{,}25 \cdot 8{,}002\ kV$$
$$\boldsymbol{Ur1_{min} = 10,002\ kV}$$

Ur= tensión asignada

$$\boldsymbol{Ur2_{min} = 9.9250\ kV}$$

Corriente Nominal de descarga

10 kA, según la tensión asignada calculada que está entre 3 y 360 kV.

Ktov,10s se determina de la siguiente gráfica:

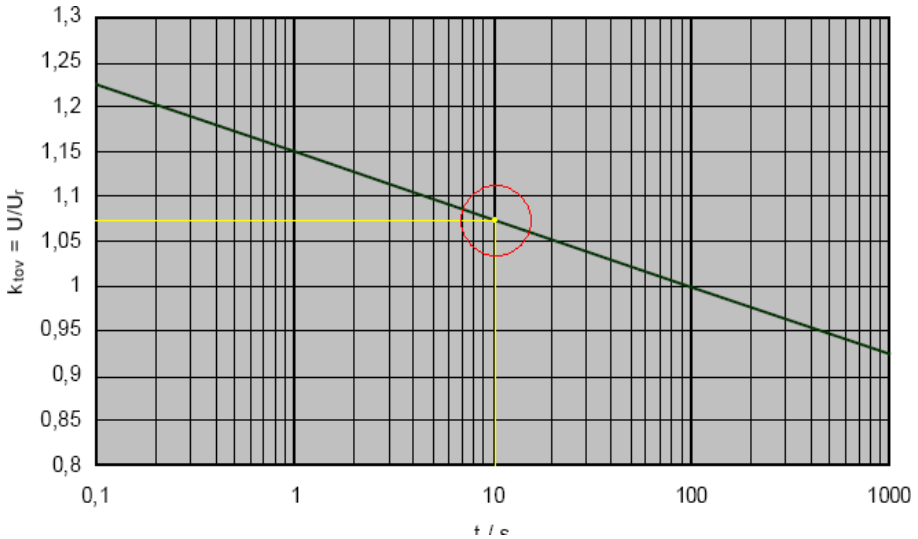


Figura 1. Determinación Ktov,10s.

Ur, min = Ur1min = 10.002 kV este valor se redondea al siguiente múltiplo superior de 3.

Ur, min = 12 kV

Tomando como base los catálogos de los fabricantes se toma un Ur normalizado de Ur= 12 kV, Uc= 10,2kV, para ello se tienen los siguientes parámetros:

- Nivel de protección al impulso tipo rayo U10 kA, 8/20 μs = 32,3kV
- Nivel de protección al impulso tipo maniobra U1 kA, 30/60 μs = 34,1kV
- Nivel de protección al impulso tipo maniobra U0,5 kA, 30/60 μs = 25,3kV

E. Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlo.

En este capítulo se pretende establecer los criterios para un plan de evaluación de riesgos que deben cumplir todas las instalaciones eléctricas, para brindar medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de las personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos. Criterios establecidos en el artículo 9 del RETIE.

Esta evaluación es realizada para identificar la necesidad de implementar un sistema de protección contra rayos y cuáles serían las acciones que lograrían disminuir el riego a niveles tolerables. A continuación, se evalúa los riesgos conforme al artículo 9 del RETIE versión 2013.

Riesgo eléctrico: Es el originado por la energía eléctrica. Dentro de este tipo de riesgo se incluyen los siguientes:

- Choque eléctrico por contacto con elementos en tensión (contacto eléctrico directo), o con masas puestas accidentalmente en tensión (contacto eléctrico indirecto)
- Quemaduras por choque eléctrico o por arco eléctrico
- Caídas o golpes como consecuencia de choque o arco eléctrico.
- Incendios o explosiones originados por la electricidad. Localización de riesgos eléctricos

Efectos fisiológicos de la electricidad sobre el cuerpo humano.

- Paro cardiaco
- Fibrilación ventricular
- Contracción muscular o tetanización
- Asfixia
- Aumento de la presión sanguínea
- Quemaduras A continuación se presenta una matriz de los posibles riesgos que pueden ocurrir en una instalación eléctrica.

Matriz de análisis de riesgos.

Con el fin de evaluar el nivel de riesgo de tipo eléctrico se utilizó la matriz del RETIE 2013 descrita en el artículo 9 sección 9.2. La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

a. Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
b. Definir si el riesgo es potencial o real.

c. Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
d. Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
e. Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
f. Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
g. Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado.

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	***Inadmisible para trabajar.*** Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	***Minimizarlo.*** Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar 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.
	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.
	Bajo	***Asumirlo.*** Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 9. Decisiones y acciones para controlar el riesgo.

En las tablas se evidencia el análisis de la matriz de posibles riesgos y la forma para mitigarlos.

Factor de riesgo por arcos eléctricos:

FACTOR DE RIESGO POR ARCOS ELÉCTRICOS

POSIBLES CAUSAS: En la costrucción de la Red eléctrica se pueden presentar quemaduras eléctricas, electrocución por malos procedimientos, contactos y romper distancias de seguridad.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar avisos de precaución, los elementos de protección personal, y respetar las distancias de sueguridad.

RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o quemadura**	**por**	**Arcos Eléctricos**	**(al) o (en)**	**RED PRIMARIA 13200 V**				
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**				
POTENCIAL	**x**		**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 mas muertes E5	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	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 10 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por contacto directo

FACTOR DE RIESGO POR CONTACTO DIRECTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación primaria en media tensión se pueden presentar electrocución por negligencia de técnicos y por violación de las distancias mínimas de seguridad.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas.

RIESGO A EVALUAR:	**Electrocución o quemaduras**	**por**	**Contacto directo**	**(al) o (en)**	**RED PRIMARIA 13200 V**				
	EVENTO O EFECTO			**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**				**FUENTE**	
POTENCIAL	**X**			**REAL**		**FRECUENCIA**				
						E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	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 E5	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	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 11 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por caída

FACTOR DE RIESGO POR CAÍDA

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica se puede presentar caída de los tecnicos de las estructuras de MT por fallas en los elementos de protección, no conectarse a la linea de vida, descuidos entre otras.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Verificar el estado de los epps, recordar la importancia de la linea de vida y concientizar al personal.

RIESGO A EVALUAR:	Fractura	por	caída	(al) o (en)	RED PRIMARIA 13200 V
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	X			**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 mas muertes E5	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	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 E2	Efecto menor	Local E2	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 12 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por cortocircuito

FACTOR DE RIESGO POR CORTOCIRCUITO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de baja tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, utilizar elementos de protección personal, instalar puestas a tierra solidas, hacer mantenimiento preventivo y correctivo.

RIESGO A EVALUAR:	Quemaduras	por	Cortocircuitos	(al) o (en)	RED SECUNDARIA 440 V
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	X		**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 mas muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable.	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente E4	Daños mayores, salida de subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	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. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 13 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por descarga atmosférica

FACTOR DE RIESGO POR RAYOS

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión se puede presentar electrocución por fallas de aislamiento, por falta de conductor de puesta a tierra o quemaduras por inducción al violar distancias de seguridad.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Instalar puestas a tierras solidas, equipotencialización.

RIESGO A EVALUAR:	**Quemaduras, Electrocución**	**por**	**Rayos**	**(al) o (en)**	**Red primaria 13200 V**				
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**				
POTENCIAL	**X**		**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
C O N S E C U E N C I A S	Una o mas muertes E5	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	MEDIO	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. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 14 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por sobrecarga

FACTOR DE RIESGO POR SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: En las instalaciones eléctricas de media tensión se pueden presentar incendios, daños a equipos, por corrientes nominales superiores de los equipos y conductores, instalaciones que no cumplen con normas técnicas y conexiones flojas.

MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Usar interruptores automáticos con relés termomagneticos, dimensionamiento técnico de conductores y equipos

RIESGO A EVALUAR:	Incendio	por	Sobrecarga	(al) o (en)	Conductores, equipos y/o red secundaria
	EVENTO O EFECTO		FACTOR DE RIESGO (CAUSA)		FUENTE

POTENCIAL [X]				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 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	MEDIO	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. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 15 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por tensión de contacto

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE CONTACTO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica de media tensión tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Descarga electrica	por	Tensión de contacto	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	X		**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
C O N S E C U E N C I A S	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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	**3**	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	**2**	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	**1**	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 16 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por tensión de paso

FACTOR DE RIESGO POR TENSIÓN DE PASO

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	Descarga eléctrica	por	Tensión de paso	(al) o (en)	Conductores y equipos
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	X		**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
C O N S E C U E N C I A S	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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No Interrupción	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 17 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Factor de riesgo por electricidad estática

FACTOR DE RIESGO POR ELECTRICIDAD ESTÁTICA

POSIBLES CAUSAS: En el desarrollo de la instalación eléctrica interna y externas de baja tensión se pueden presentar electrocución por falla de aislamiento en conductores y fallas a tierra.
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Hacer puestas a tierra de baja resistencia y equipotencializar.

RIESGO A EVALUAR:	**Descarga eléctrica**	**por**	**Electricidad estática**	**(al) o (en)**	**Equipos y estructuras**
	EVENTO O EFECTO		**FACTOR DE RIESGO (CAUSA)**		**FUENTE**

POTENCIAL	X	**REAL**		**FRECUENCIA**				
				E	**D**	**C**	**B**	**A**
CONSECUENCIAS	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	MEDIO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción Temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad) E2	Daños importantes Interrupción breve. E2	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) E1	Daños leves, No Interrupción E1	Sin efecto E1	Interna E1	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Tabla 18 Matriz de Riesgos recomendada por el RETIE

Salud ocupacional.

En cuanto lo que respecta se debe implementar una vigía de salud ocupacional o técnico en salud ocupacional de acuerdo con el tamaño de la empresa constructora, para prevenir riesgos a las personas del proyecto a construir se verificará las respectivas afiliaciones en lo que corresponde a salud, pensiones y ARP al que corresponde en cuanto a nivel de riesgo.

Se debe exigir todo lo que encierra la planilla asistida y verificación en la obra el día de inicio de labores, y se debe implementar con charlas al personal periódicas de cada 8 días y el encargado debe ser el técnico en salud ocupacional asignado de parte del contratista.

Procedimiento constructivo

- Efectuar el trámite correspondiente ante el operador de red como son las consignaciones o cortes de servicio respectivo a 13.2kV o 34.5kV según el nivel de voltaje que aplique o ante entidades estatales los trámites correspondientes según el trabajo a realizar.
- Realizar los permisos o licencias correspondientes ante los reguladores o corporaciones autónomas si se requieren de acuerdo con el paso de las redes a construir por zonas o parques donde tengamos árboles nativos, nacimientos de agua o paramos que se puedan afectar.
- Revisar que la estructura a trabajar este des energizado físicamente.
- Revisar que el material a instalar tenga certificado del producto y por tanto cumpla la norma. Producto debe estar certificado y homologado.
- Aterrizar la línea 13.2kV, 34.5kV o cualquier otro nivel de Voltaje a la que se va a intervenir mediante una herramienta certificada para lo pertinente.

Las 5 reglas de oro para trabajos en redes des energizadas.

1. Desconectar, corte visible o efectivo.
2. Enclavamiento, bloqueo y señalización.
3. Comprobación de ausencia de tensión.
4. Puesta a tierra y cortocircuito.
5. Señalización de la zona de trabajo.

Seguridad industrial.

Se debe exigir el uso del casco dieléctrico, botas dieléctricas, cinturones de seguridad, arnés, guantes dieléctricos y dotación como pantalón y camisa dieléctrica y marcada con el logo de la empresa constructora.

No subir postes sin llevar el cinturón de seguridad y asegurarlo correctamente antes de iniciar el trabajo.

Usar siempre el casco de seguridad dieléctrico, con barboquejo.

No subir a escaleras que no estén debidamente amarradas o sostenidas por otra persona.

- No lanzar herramientas o materiales a lo alto de los postes o de éstos al suelo. Para ello se debe usar una cuerda o una tula.
- Toda la herramienta utilizada debe ser dieléctrica aislada de acuerdo al nivel de tensión a que se trabaje.
- Se debe hacer exámenes médicos a los técnicos o linieros antes de ingresar a la empresa para verificar si cumple los requisitos para trabajos en altura.
- No se debe permitir el ingreso a personas que tenga antecedentes de alcoholismo.
- Se debe demarcar el área de trabajo para evitar personas que circulen y produzca un accidente de trabajo.
- Se debe tener un equipo o una unidad médica y botiquín en lo posible para cualquier emergencia en caso de accidente.

F. Análisis del nivel de tensión requerido.

De acuerdo con visitas al sitio e información aportada por el operador de red de zona, los proyectos en estudio se encuentran cercanos a una red eléctrica trifásica en media tensión Nivel 2 adyacente al predio con Voltaje de 13200 V. cuya operación de red OR es la empresa CENTRALES ELECTRICAS DE NORTE DE SANTANDER CENS según la localización del OR a nivel nacional, con niveles de tensión 13200 v. Las cargas internas que Incluye el proyecto son de tipo monofásica y trifásica a un nivel de tensión 220/127V, de este modo el nivel de tensión requerido para el transformador que alimentará el proyecto deberá ser: 13.200/220V.

G. Cálculos de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no superen los límites de exposición definidos.

En el sitio donde se ejecutará las instalaciones no se encuentra a la vista líneas mayores de 57,5kV por lo tanto no requiere un estudio de campos electromagnéticos.

El artículo 14, numeral 14.4 del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Ministerio de Minas y Energía, 2013) establece que el campo eléctrico se debe calcular, en zonas de servidumbres de líneas de transmisión de tensión igual o mayor a 110kV. Por lo tanto, el cálculo de campos electromagnéticos no aplica en este proyecto.

H. Cálculo de transformador

Carga demandada por el transformador a instalar:

Tabla 17 Usuario Rural CENS

Usuarios	KVA por usuario	kVA Totales	KVA trafo 1Ø	% de Uso 1Ø	KVA trafo 3Ø	% de Uso 3Ø
1	0,88	0,88	5	18%	15	6%
2	0,54	1,07	5	21%	15	7%
3	0,42	1,27	5	25%	15	8%
4	0,37	1,46	5	29%	15	10%
5	0,33	1,66	5	33%	15	11%
6	0,31	1,85	5	37%	15	12%
7	0,29	2,05	5	41%	15	14%
8	0,28	2,25	5	45%	15	15%
9	0,27	2,44	5	49%	15	16%
10	0,26	2,64	5	53%	15	18%
11	0,26	2,83	5	57%	15	19%
12	0,25	3,03	5	61%	15	20%
13	0,25	3,22	5	64%	15	21%
14	0,24	3,42	5	68%	15	23%
15	0,24	3,61	5	72%	15	24%
16	0,24	3,81	5	76%	15	25%
17	0,24	4,00	5	80%	15	27%
18	0,23	4,20	5	84%	15	28%
19	0,23	4,39	5	88%	15	29%
20	0,23	4,59	5	92%	15	31%
21	0,23	4,78	5	96%	15	32%
22	0,23	4,98	5	100%	15	33%
23	0,22	5,17	10	52%	15	34%
24	0,22	5,37	10	54%	15	36%
25	0,22	5,57	10	56%	15	37%
26	0,22	5,76	10	58%	15	38%
27	0,22	5,96	10	60%	15	40%
28	0,22	6,15	10	62%	15	41%

Teniendo en cuenta que la carga en estudio se encuentra en una zona rural del departamento de Bolívar, se realiza el dimensionamiento de los transformadores con las tablas establecidas por parte del operador de red CENS y ajustadas al presupuesto establecido para el proyecto.

Características del transformador

Se instalarán los siguientes transformadores teniendo en cuenta la cantidad de usuarios.

TRANSFORMADORES PROYECTO CORCOVADO							Usuarios
	Vprimario	Vsecundario	FASES	Potencia KVA	Iprimario	Isecundaria	
TR1	13200	240	2	15	1,136	63	25
TR2	13200	240	2	15	1,136	63	25
TR3	13200	240	2	5	0,379	21	6
TR4	13200	240	2	10	0,758	42	19
TR5	13200	240	2	10	0,758	42	17
TR6	13200	240	2	10	0,758	42	24
TR7	13200	240	2	5	0,379	21	14
TR8	13200	240	2	25	1,894	104	25
TR9	13200	240	2	25	1,894	104	25
TR10	13200	240	2	15	1,136	63	25
TR11	13200	240	2	15	1,136	63	25
TOTAL				**150**			**230**

I. Cálculo del sistema de puesta a tierra.

Se instalará un sistema de puesta a tierra para el gabinete de medida, compuesta por alambre de cobre desnudo Nº 8 AWG conectado a una varilla de cobre sólido de 5/8 x 2.4 m instalada a 1 metro de la base del gabinete.

Esta puesta a tierra viene del barraje de puesta a tierra del gabinete y baja hasta la varilla en calibre No. 8, de acuerdo a la Tabla 290-54 de la NTC 2050. Se protegerá con un tubo conduit certificado.

Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se utilizó la expresión de swharzt, descrita en la norma IEEE std 80-2000, en su artículo 14.3 y cuya expresión es la siguiente:

$$Rg\,\frac{R1xR2 - Rm^2}{R1 + R2 - 2 * Rm}$$

Donde R1 es la resistencia de los conductores horizontales, R2 es la resistencia de la puesta a tierra de los electrodos y Rm es la resistencia mutua entre conductores y electrodos.

- **Calculamos R1:**

$$R1 = \frac{\rho}{\pi * L_c} Ln(\frac{2Lc}{dc})$$

R1=2.335543

- **Calculamos R2:**

$$R2 = \frac{\rho}{\pi * Le}(Ln\left(\frac{8Le}{de}\right) - 1)$$
R2=6.623301

- **Calculamos Rm:**

$$Rm = \frac{\rho}{\pi * Lc} Ln\left(\frac{8Lc}{le}\right)$$
R2=0.734338

Detalles de variables

P	1,4	Resitividad del terreno
Lc=m	20	longitud total del conductor utilizado en el SPT
dc	0,0052	Diametro del conductor utilizado en el SPT
Le	2,4	Longitud de cada electrodo se usan 1
de	0,016	Diametro de cada electrodo
Teniendo en cuenta los cálculos anteriores se obtiene el siguiente valor de resistencia del sistema de puesta a tierra utilizado en la ecuación 1		

Rg: 1.99 ohms

El sistema eléctrico de toda la instalación debe ser puesto a tierra para la protección y la seguridad de las personas con el fin que en cualquier punto accesible a éstas no queden sometidas a tensiones de paso o contacto superiores a los umbrales soportados por el ser humano.

El conductor de puesta a tierra para las instalaciones internas fue seleccionado teniendo en cuenta que los ducteria a utilizar será tipo PVC, para el cual se permite el uso de conductores desnudos o aislados teniendo en cuenta el color del aislante el cual puede ser verde continuo, verde con franjas amarillas o identificado con marcas verdes en los puntos de inspección y extremos, el calibre del conductor fue seleccionado de acuerdo a la capacidad del interruptor automático del respectivo circuito ramal siendo el calibre mínimo el No 12 AWG dando aplicación a lo establecido en la tabla 250-95 de la norma NTC-2050.

Corriente Nominal de la protección contra sobre corriente (A)	Sección transversal del conductor de cobre AWG
15	14
20	12
30	10
40	8

RESISTENCIA TOTAL= 8.946 Ohm

Para la red de media tensión se requiere aterrizar cada 3 estructuras con un kit de puesta a tierra.

J. Cálculo Económico de Conductores

Se está diseñando una red de media tensión para el operador de red CENS a 13.2 kV, con ella se unirán las subestaciones.

- Tipo de sistema: Trifásico.
- Tipo de red: aérea.
- Tipo de conductor a emplear: ACSR.
- Tensión: 13.2 kV.
- Potencia: 150 kVA.
- Distancia tramo 1: 35.800 km
- Corriente de falla: 8 kA.
- Tiempo de despeje de falla: 0.2 s.
- Temperatura ambiente: 30°C.

Antes de realizar el dimensionamiento económico de conductores es conveniente conocer los resultados del dimensionamiento por capacidad de corriente y regulación, de esta forma se establecen valores mínimos para el calibre de los conductores a instalar

$$In = \frac{150000}{(\sqrt{3} * 13200)} = 6{,}56\ A$$

Teniendo en cuenta que por especificaciones normativas del operador de red para este tipo de instalaciones el conductor mínimo corresponde a un cable de ACSR No. 1/0 AWG, considerando que el punto de conexión se encontrará a una distancia aproximada a los 35.800 metros.

DIMENSIONAMIENTO POR REGULACION

De acuerdo con el conductor preseleccionado se obtienen los siguientes valores del caculo de regulación:

Tramo	Longitud km	Usuarios	Demanda (KVA)	KVA/KM	Corriente (A)	Corriente del conductor (A)	No. Fases	Calibre AWG	Tipo	Número de conductores por fase	K	% Reg. Parcial	% Reg. acumulada
PUNTO A-TRF1	8,792	230	150	1318,8	6,56	8,20	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0005917	0,00059166
TRF1-TRF2	0,397	205	135	53,595	5,90	7,38	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000240	0,00061570
TRF2-TRF3	1,169	180	120	140,28	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000629	0,00067864
TRF3-TRF4	7,957	180	120	954,84	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0004284	0,00104408
TRF4-TRF5	2,349	155	105	246,645	4,59	5,74	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0001107	0,00078929
TRF5-TRF6	2,125	138	95	201,875	4,16	5,19	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000906	0,00087986
TRF6-TRF7	5,705	114	85	484,925	3,72	4,65	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0002176	0,00109741
TRF7-TRF8	5,37	100	80	429,6	3,50	4,37	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0001927	0,00129015
TRF8-TRF9	0,109	75	55	5,995	2,41	3,01	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000027	0,00129284
TRF9-TRF10	0,489	50	30	14,67	1,31	1,64	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000066	0,00129942
TR8-TRF11	0,411	25	15	6,165	0,66	0,82	3	1/0	ACSR	1	0,000000449	0,0000028	0,00130218

CÁLCULO DEL CALIBRE DEL CONDUCTOR POR CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO.

Se procede a evaluar que los calibres encontrados técnicamente estén en capacidad de soportar la corriente de cortocircuito durante una eventual falla, aplicando la siguiente ecuación.

$$A = \frac{Ix\sqrt{T}}{K}$$

$$A = \frac{8000x\sqrt{0.2}}{93}$$

$$A = 38.470$$

El conductor mínimo que cumple con este requerimiento es 1/0 AWG que tiene un área de sección transversal de 63.56 mm2.

CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

Para realizar el dimensionamiento económico de conductores se utiliza la herramienta Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx. Una vez se obtenga el conductor óptimo, este se deberá verificar con el resultado de los calibres mínimos obtenido por el dimensionamiento por capacidad de corriente y regulación; es decir, el conductor seleccionado nunca podrá ser menor al obtenido por capacidad de corriente y regulación.

Datos de entrada	
Sistema	
Tipo de sistema	Trifásico
Tensión kV	13,200
a (aumento anual de la carga)	3%
Factor de carga	0,636
Neutro	Si
No. Conductores por fase	1
No. De circuitos	1
Económicos	
P (Costo w-h ($))	0,252
D (Costo de cubrir las pérdidas del suministro adicional)	0
Tasa de descuento	12,40%
b (aumento anual del costo de la energía)	1%
Funcionamiento	
Horas de funcionamiento por día	24
Vida útil (años)	20
Indice de pérdidas reconocidas CREG	**Si**
Nivel de tensión 4 (>57.5 kV)	0,91%
Nivel de tensión 3 (30 a 57.5 kV)	1,21%
Nivel de tensión 2 (1 a 30 kV)	1,12%
Nivel de tensión 1 (< 1 kV)	3,88%

Tramos

Tramo	N I	N F	Distancia	Potencia	Factor de potencia	THD i
			km	kVA		(%)
1	0	1	9,580	150,00	0,90	10,00%
2	1	2	0,780	135,00	0,90	10,00%
3	2	3	9,580	120,00	0,90	10,00%
4	3	4	2,091	105,00	0,90	10,00%
5	4	5	0,530	95,00	0,90	10,00%
6	5	6	0,800	85,00	0,90	10,00%
7	11	12	8,042	80,00	0,90	10,00%
8	10	11	3,880	55,00	0,90	10,00%
9	9	10	0,537	30,00	0,90	10,00%
10	8	9	0,100	15,00	0,90	10,00%

TRAMO 1

Tramo 1

Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	1/0		
1/0	**$ 192.153.344,65**	$ 182.416.228,80	$ 9.737.115,85
2/0	**$ 226.615.679,57**	$ 218.899.474,56	$ 7.716.205,01
3/0	**$ 261.427.080,91**	$ 255.382.720,32	$ 6.044.360,59
4/0	**$ 296.659.199,15**	$ 291.865.966,08	$ 4.793.233,07
266	**$ 1.229.991.364,73**	$ 1.226.151.097,60	$ 3.840.267,13
336	**$ 1.426.591.169,84**	$ 1.423.542.016,00	$ 3.049.153,84
477	**$ 1.774.921.693,07**	$ 1.772.772.102,40	$ 2.149.590,67
795	**$ 2.406.724.143,54**	$ 2.405.435.302,40	$ 1.288.841,14

TRAMO 2

Tramo 2

Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	1/0		
1/0	**$ 15.494.422,57**	$ 14.852.260,80	$ 642.161,77
2/0	**$ 18.331.595,88**	$ 17.822.712,96	$ 508.882,92
3/0	**$ 21.191.790,07**	$ 20.793.165,12	$ 398.624,95
4/0	**$ 24.079.730,50**	$ 23.763.617,28	$ 316.113,22
266	**$ 100.086.026,82**	$ 99.832.761,60	$ 253.265,22
336	**$ 116.105.347,38**	$ 115.904.256,00	$ 201.091,38
477	**$ 144.480.203,68**	$ 144.338.438,40	$ 141.765,28
795	**$ 195.934.637,34**	$ 195.849.638,40	$ 84.998,94

TRAMO 3

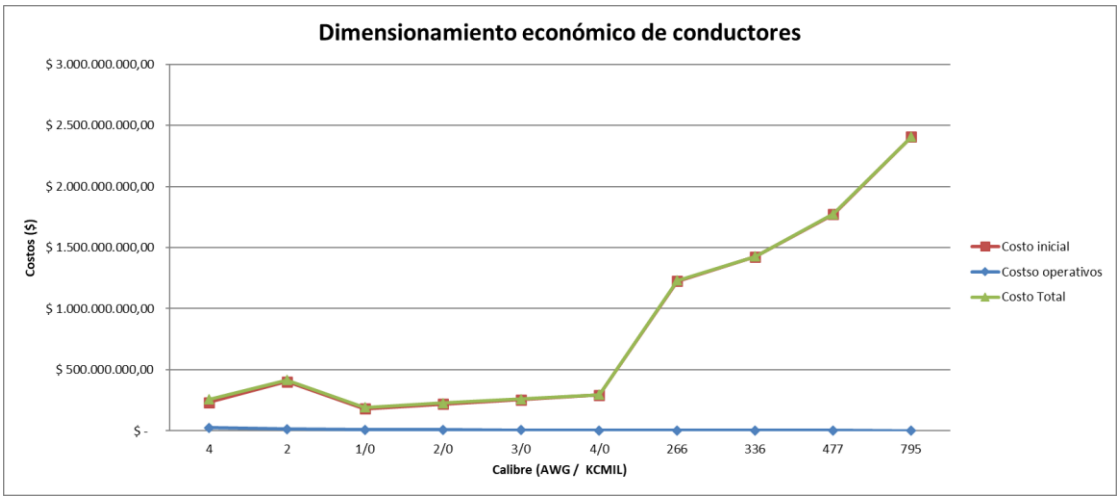
Tramo 3

Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	1/0		
1/0	**$ 188.647.982,94**	$ 182.416.228,80	$ 6.231.754,14
2/0	**$ 223.837.845,77**	$ 218.899.474,56	$ 4.938.371,21
3/0	**$ 259.251.111,10**	$ 255.382.720,32	$ 3.868.390,78
4/0	**$ 294.933.635,24**	$ 291.865.966,08	$ 3.067.669,16
266	**$ 1.228.608.868,56**	$ 1.226.151.097,60	$ 2.457.770,96
336	**$ 1.425.493.474,46**	$ 1.423.542.016,00	$ 1.951.458,46
477	**$ 1.774.147.840,43**	$ 1.772.772.102,40	$ 1.375.738,03
795	**$ 2.406.260.160,73**	$ 2.405.435.302,40	$ 824.858,33

TRAMO 4

Tramo 4

Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	1/0		
1/0	**$ 40.856.877,45**	$ 39.815.483,76	$ 1.041.393,69
2/0	**$ 48.603.835,89**	$ 47.778.580,51	$ 825.255,38
3/0	**$ 56.388.127,31**	$ 55.741.677,26	$ 646.450,04
4/0	**$ 64.217.414,80**	$ 63.704.774,02	$ 512.640,78
266	**$ 268.039.315,70**	$ 267.628.595,52	$ 410.720,18
336	**$ 311.038.673,07**	$ 310.712.563,20	$ 326.109,87
477	**$ 387.167.945,22**	$ 386.938.044,48	$ 229.900,74
795	**$ 525.165.527,25**	$ 525.027.684,48	$ 137.842,77



RED TRIFASICA 1/0

La herramienta implementada muestra el conductor óptimo cuantitativa y gráficamente en la pestaña resultado, para el caso considerado se obtuvo la siguiente información, en la que en el primer tramo se puede apreciar la diferencia entre conductores.

Conductor óptimo económicamente: 1/0 Costo inicial $182.416.228,80

Costo operativo (VPN): $ 9.737.115

Costo total del proyecto en valor presente neto: $192.153.344,6

(costo inicial + costo operativo)

El conductor óptimo cumple con los mínimos técnicos por lo que es viable su implementación.

K. Verificación de conductores.

Teniendo en cuenta que la correcta selección de los conductores es una parte fundamental en todo el proyecto, se hace necesario realizar una validación de los conductores seleccionados para cada circuito y consiste básicamente en resumir, mediante un cuadro, los datos más relevantes como: circuito, nivel de tensión, longitud del circuito, potencia, corriente nominal, calibre, corriente máxima del conductor, protección instalada *la carpeta*

anexa.

VERIFICACION DE CONDUCTORES MEDIA TENSIÓN CORCOVADO									
Tramo	**Longitud km**	**Usuarios**	**Corriente (A)**	**Corriente del conductor (A)**	**No. Fases**	**Calibre AWG**	**Tipo**	**Número de conductores por fase**	**PROTECCION**
PUNTO A-TRF1	8,792	230	6,56	8,20	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF1-TRF2	0,397	205	5,90	7,38	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF2-TRF3	1,169	180	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF3-TRF4	7,957	180	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF4-TRF5	2,349	155	4,59	5,74	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF5-TRF6	2,125	138	4,16	5,19	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF6-TRF7	5,705	114	3,72	4,65	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF7-TRF8	5,37	100	3,50	4,37	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF8-TRF9	0,109	75	2,41	3,01	3	1/0	ACSR	1	3K
TRF9-TRF10	0,489	50	1,31	1,64	3	1/0	ACSR	1	3K
TR8-TRF11	0,411	25	0,66	0,82	3	1/0	ACSR	1	3K

Tabla 19. Verificación de conductores.

Curva de disparo

Con base a los cálculos anteriores se presenta la curva de disparo típica para las protecciones presentadas en la tabla anterior. Como se observa en la Figura 2 todos los valores de la tabla están por debajo de la zona de disparo térmica por lo tanto se asegura que las protecciones seleccionadas están conforme a una operación segura.

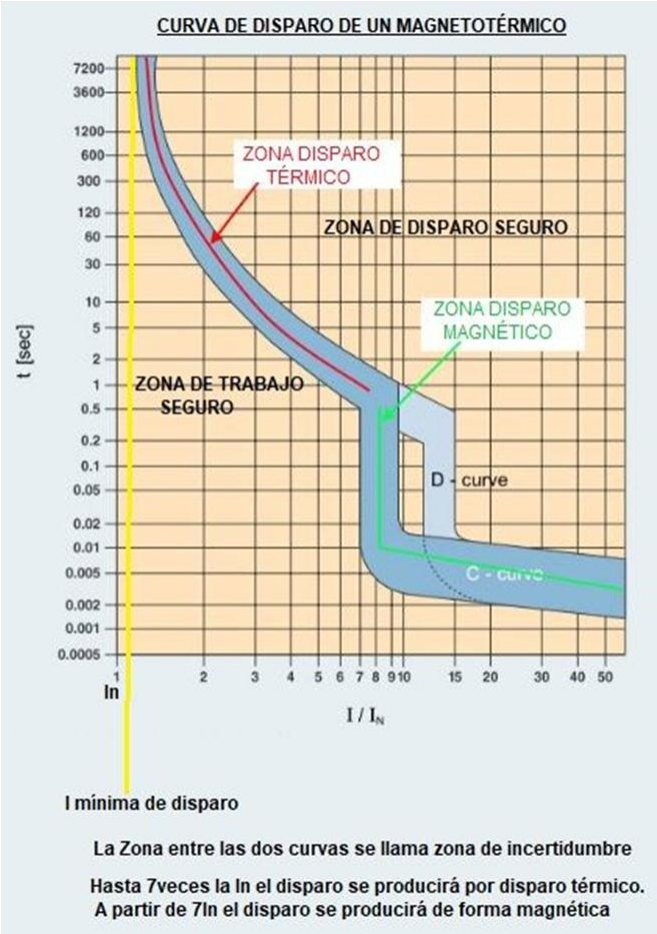


Figura 2. Curva de disparo.

Cálculo de pérdidas de energía y potencia

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 pérdidas son calculadas mediante la ecuación la siguiente ecuación.

$$E = R * I_{max}{}^{2} * \Delta t$$

Donde,

E: es la energía disipada por el conductor
R: es la resistencia propia del conductor
Imax, es la corriente máxima
Δt es el intervalo de tiempo

Las instalaciones eléctricas presentan pérdidas de energía por diversos motivos, en un proyecto de subestación se evaluarán principalmente las pérdidas de energía relacionadas a la resistividad propia de los materiales conductores, y a las causadas por la constante K de regulación. Para conocer las pérdidas de potencia en los conductores, debidas a la regulación, se utiliza la ecuación

$$P = I * V * Reg\%$$

Dónde,

V: Es el voltaje en kV.
Reg%: es la regulación de voltaje en porcentaje
I: Es la corriente en Amperios

A continuación se presentan las tablas con las condiciones iniciales para los cálculos de perdidas,

Una vez calculadas las pérdidas para todos los equipos para el delta de tiempo se totalizan los resultados en la siguiente tabla.

Hora	Demanda	Pérdidas (W-H)	Consumo (W-H)	Participación (%)
1	0.405	281.91	82013.63	0.344%
2	0.410	288.92	83026.14	0.348%
3	0.390	261.42	78976.09	0.331%
4	0.410	288.92	83026.14	0.348%
5	0.400	275.00	81001.12	0.339%
6	0.465	371.63	94163.80	0.395%
7	0.775	1032.31	156939.66	0.658%
8	1.000	1718.72	202502.79	0.849%
9	0.970	1617.15	196427.71	0.823%
10	0.955	1567.52	193390.16	0.811%
11	0.845	1227.21	171114.86	0.717%
12	0.640	703.99	129601.79	0.543%
13	0.900	1392.17	182252.51	0.764%
14	1.000	1718.72	202502.79	0.849%
15	0.975	1633.86	197440.22	0.828%
16	1.010	1753.27	204527.82	0.857%
17	1.000	1718.72	202502.79	0.849%
18	0.725	903.40	146814.52	0.615%
19	0.650	726.16	131626.81	0.552%
20	0.590	598.29	119476.65	0.501%
21	0.465	371.63	94163.80	0.395%
22	0.460	363.68	93151.28	0.390%

23	0.460	363.68	93151.28	0.390%
24	0.420	303.18	85051.17	0.356%
TOTALES		**21481.48**	**3304845.52**	**0.650%**

Tabla 20. Resultado de perdidas.

Se concluye que las pérdidas totales tanto para potencia como energía están por debajo del límite de la norma y cumplen a cabalidad.

PERDIDAS DE ENERGIA (%):	**0.650%**	**< 2,65**	SEGÚN NORMAS

I. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

Cuando un conductor es suspendido libremente entre dos apoyos adquiere una forma o curva característica, en virtud de la distribución de esfuerzos verticales (peso uniformemente distribuido) y horizontales a que se encuentra sometido. La curva se puede describir matemáticamente de manera exacta mediante la ecuación de la catenaria, o aproximada por la ecuación de la parábola.

En el desarrollo siguiente de este capítulo se determinarán los esfuerzos mecánicos del conductor, flechas y de los postes para una red trifásica en aluminio reforzado 2/0 ACSR No aérea.

1. **Datos iniciales:**

   A. **Conductor 1/0 ACSR**:

Peso propio: Pc=0.349 kg/m
Diámetro: dc=10. mm
Resistencia mecánica mínima: Sm=8200kgf

   B. **Línea de guarda**:

Peso propio: Pg=0.586 kg/m
Diámetro: dg=11.0mm=0.011m.

   C. **Condiciones ambientales**:

Velocidad del viento: V=80km/h=22.22m/s
Coeficiente de arrastre (Cd): 1.2 (valor típico para cables cilíndricos).
Longitud del vano (L): 100 m.
Esfuerzo permisible del conductor (Sp): 35% Sm=0.35·8200= 2870 kgf

   D. **Constantes físicas**:

Densidad del aire: ρ=1.225kg/m3
Gravedad g=9.81 m/s2.

2. **Cálculo del peso por viento (Pv)**

La fuerza por viento por unidad de longitud se calcula mediante la fórmula:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_d \cdot d \cdot V^2$$

Donde:

- $\rho = 1.225\,\mathrm{kg/m}^3$ (densidad del aire).
- $C_d = 1.2$ (coeficiente de arrastre).
- $d_c = 0.01067\,\mathrm{m}$ (diámetro del conductor).
- $V = \frac{80\,\mathrm{km/h} \cdot 1000}{3600} = 22.22\,\mathrm{m/s}$ (velocidad del viento convertida a m/s).

Sustituyendo:

$$P_v = \frac{1}{2} \cdot 1.225 \cdot 1.2 \cdot 0.01067 \cdot (22.22)^2$$

$$P_v = 3.874\,\mathrm{N/m}.$$

Convertimos P_v a $\mathrm{kg/m}$ dividiendo entre la gravedad ($g = 9.81\,\mathrm{m/s}^2$):

$$P_v = \frac{3.874}{9.81} = 0.395\,\mathrm{kg/m}.$$

3. Peso combinado (W)

El peso combinado del conductor es la suma de las contribuciones del peso propio (Pc) y el peso por viento (Pv) calculadas como:

$$w = \sqrt{P_c^2 + P_v^2}$$

Donde:

- $P_c = 0.459\,\mathrm{kg/m}$ (peso propio del conductor).
- $P_v = 0.395\,\mathrm{kg/m}$ (peso por viento).

Sustituyendo:

$$w = \sqrt{(0.459)^2 + (0.395)^2} = 0.605\,\mathrm{kg/m}.$$

4. Vano peso (Lp)

El vano peso se calcula como:

$$L_p = \sqrt{\frac{8T_0}{P_c}}$$

Sustituyendo:

$$L_p = \sqrt{\frac{8 \cdot 2870}{0.459}} = 223.66\,\mathrm{m}.$$

5. Vano Viento (Lw)

El vano viento se calcula como:

$$L_w = \sqrt{\frac{8T_0}{P_v}}$$

Sustituyendo:

$$L_w = \sqrt{\frac{8 \cdot 2870}{0.395}} = 241.16\,\mathrm{m}.$$

6. Vano regulador (Lr)

El vano regulador considera los efectos combinados del peso propio y el viento, y se calcula como:

$$\frac{1}{L_r^2} = \frac{1}{L_p^2} + \frac{1}{L_w^2}$$

Sustituyendo:

$$\frac{1}{L_r^2} = \frac{1}{(223.66)^2} + \frac{1}{(241.16)^2}.$$

Calculando:

$$\frac{1}{L_r^2} = 0.00002 + 0.000017 = 0.000037.$$

$$L_r = \frac{1}{\sqrt{0.000037}} = 163.99\,\text{m}.$$

7. Ecuación de la catenaria

La ecuación de la curva del conductor es:

$$y = ax^2$$

Donde:

$$a = \frac{w}{2T_0}$$

Sustituyendo:

$$a = \frac{0.605}{2 \cdot 2870} = 0.00010547\,\text{m}^{-1}.$$

Por lo tanto:

$$y = 0.00010547 \cdot x^2\,\text{m}.$$

1. **Peso combinado (w)**: 0.605 kg/m
2. **Flecha máxima (f):** 1.73m
3. **Longitud del conductor (Lc)**: 180.00185m
4. **Vano peso (Lp)**: 223.66m
5. **Vano viento (Lw):** 241.16m
6. **Vano regulador (Lr):** 163.99m
7. **Ecuación de la catenaria:** y=0.00010547·x2 m

CÁLCULO MECÁNICO EN ESTRUCTURAS Y ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE LOS EQUIPOS

1. Carga longitudinal en el poste

La carga longitudinal sobre el poste depende del ángulo de desviación (θ) del conductor en el vano:

$$F_{\text{longitudinal}} = 2T_{\text{total}} \cdot \sin\left(\frac{\theta}{2}\right)$$

Si asumimos un ángulo típico de desviación de 10° (0.1745 radianes):

$$F_{\text{longitudinal}} = 2 \cdot 2870 \cdot \sin\left(\frac{10^\circ}{2}\right) = 2 \cdot 2870 \cdot \sin(5^\circ) \approx 500\,\text{kgf}.$$

2. Carga transversal en el poste (viento sobre conductores y poste)

La fuerza transversal debida al viento sobre los conductores y el poste se calcula como:

$$F_{\text{transversal}} = (P_{\text{viento}} \cdot L) + (C_{\text{poste}} \cdot A_{\text{poste}})$$

Donde:

- $P_{\text{viento}} = 0.395\,\text{kg/m}$ (carga unitaria por viento sobre conductores).
- $L = 100\,\text{m}$ (longitud del vano).
- $C_{\text{poste}} = 1.5\,\text{kg/m}^2$ (coeficiente de arrastre del poste).
- $A_{\text{poste}} = 0.12\,\text{m}^2$ (área transversal del poste).

Cálculo:

$$F_{\text{transversal}} = (0.395 \cdot 100) + (1.5 \cdot 0.12) = 39.5 + 0.18 = 39.68\,\text{kgf}.$$

3. Carga vertical en el poste (peso del conductor y accesorios)

La carga vertical es simplemente el peso de los conductores por la longitud del vano:

$$F_{\text{vertical}} = P_{\text{c}} \cdot L = 0.459 \cdot 100 = 45.9\,\text{kgf}.$$

4. Fuerza total sobre el poste

La fuerza total sobre el poste (F_{poste}) se calcula como la resultante vectorial de las cargas:

$$F_{\text{poste}} = \sqrt{F_{\text{longitudinal}}^2 + F_{\text{transversal}}^2 + F_{\text{vertical}}^2}$$

Sustituyendo los valores:

$$F_{\text{poste}} = \sqrt{(500)^2 + (39.68)^2 + (45.9)^2}$$

Resolviendo:

$$F_{\text{poste}} = \sqrt{250000 + 1574.22 + 2106.81} = \sqrt{253681.03} \approx 503.67\,\text{kgf}.$$

El poste de fibra cumple con los requisitos para esta configuración de red y las cargas calculadas.

Verificación de retenidas

En condiciones estándar (45°de inclinación), un cable de **3/8"** es suficiente.

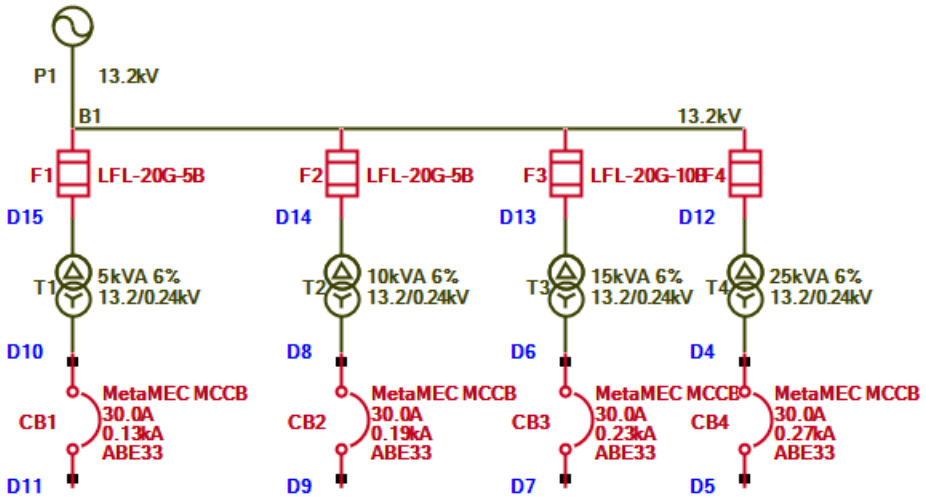
Si el ángulo de inclinación de las retenidas disminuye (45°), es recomendable usar un cable de **7/16"** para garantizar mayor capacidad.

El diseño debe incluir un **factor de seguridad** mínimo de **1.5** y considerar inspecciones regulares del sistema de retenidas.

M. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes

En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos.

La coordinación de protecciones eléctricas es un proceso esencial para garantizar la operación segura, eficiente y confiable de un sistema eléctrico. Este análisis busca ajustar los dispositivos de protección de manera que respondan de forma selectiva ante fallas, minimizando el impacto sobre las instalaciones, los equipos y el servicio eléctrico.



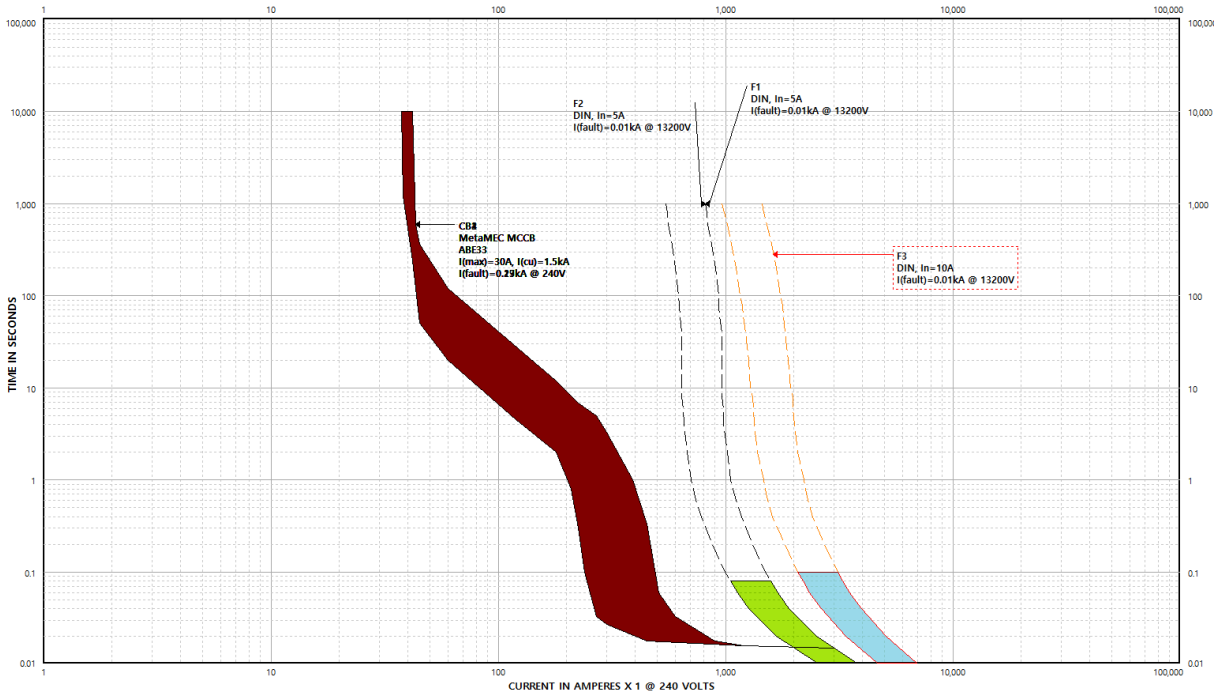


Ilustración 1. Diagrama coordinación de protecciones

N. Cálculos de canalizaciones

Canalizaciones por BT

Teniendo en cuenta la NTC 2050, tabla C2 Capitulo 9 se presenta que para los circuitos alimentadores por B.T. según la sección transversal del conductor para cables THHN/THW se determinan a partir de la siguiente tabla.

Letras de tipo	Sección transversal del conductor		Tamaño comercial en pulgadas					
	mm²	AWG/ kcmil	16 ½	21 ¾	27 1	35 1 ¼	41 1 ½	53 2
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW, THW-2	2,08	14	4	8	15	27	37	61
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW	3,30	12	3	7	12	21	29	49
	5,25	10	3	5	9	17	23	38
RHH*, RHW*, RHW-2*, THHW, THW, THW-2	8,36	8	1	3	5	10	14	23
RHH*, RHW*, RHW-2*, TW, THW, THHW, THW-2	13,29	6	1	2	4	7	10	17
	21,14	4	1	1	3	5	8	13
	26,66	3	1	1	2	5	7	11
	33,62	2	1	1	2	4	6	9
	42,20	1	0	1	1	3	4	6
	53,50	1/0	0	1	1	2	3	5
	67,44	2/0	0	1	1	1	3	5
	85,02	3/0	0	0	1	1	2	4
	107,21	4/0	0	0	1	1	1	3
	126,67	250	0	0	1	1	1	2
	152,01	300	0	0	0	1	1	2
	177,34	350	0	0	0	1	1	1
	202,68	400	0	0	0	1	1	1
	253,35	500	0	0	0	1	1	1
	304,02	600	0	0	0	0	1	1
	354,69	700	0	0	0	0	1	1
	380,02	750	0	0	0	0	1	1
	405,36	800	0	0	0	0	1	1
	456,03	900	0	0	0	0	0	1
	506,70	1000	0	0	0	0	0	1
	633,38	1250	0	0	0	0	0	1
	760,05	1500	0	0	0	0	0	0
	886,73	1750	0	0	0	0	0	0
	1013,4	2000	0	0	0	0	0	0

Figura 3. Número máximo de conductores en tuberías.

O. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Análisis de armónicos

Los armónicos son una distorsión de la señal de tensión (onda no senoidal pura) que el usuario del sistema eléctrico puede entregar a la red en el punto de conexión. Esta distorsión es causada por la presencia de señales con frecuencias múltiplo de la fundamental (60Hz), que se suman a la onda fundamental, deformándola. La norma IEEE STD-519 de 1992 limita al 5% el nivel de distorsión armónica total y con cada armónica individual a 3%, en sistemas de distribución con tensiones menores de 69kV.

Límites de armónicos de tensión

Voltaje de bus en Pcc	Distorsion de tension individual (%)	Distorsion de total de tension THD (%)
69 kv y por debajo	3,0	5,0
69.001 kv hasta 161 kv	1,5	2,5
161.001 kv y superior	1,0	1,5
NOTA: los sistemas de alto voltaje pueden tener hasta un 20% de THD donde la causa es un terminal HVDC que se atenuara en el momento en que se toque para un usuario.		

Tabla 21. Límite de armónicos de tensión.

Nota: Porcentaje máximo de armónicos de tensión permitidos en un sistema eléctrico. La norma IEEE Std. 519-1992 establece que la distorsión armónica total en las señales de corriente que un usuario puede inyectar a la red, depende de la relación existente entre e , donde es la corriente de cortocircuito trifásica e es la corriente de demanda máxima.

Distorsion máxima de la corriente armónica en porcentaje de IL						
Orden armónica individual (armónicos impares)						
Isc / IL	**<11**	**11<h<17**	**17<h<23**	**23<h<35**	**35<h**	**TDD**
<20*	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20<50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50<100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100<1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
>1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0
Incluso los armónicos están limitados al 25% de los limites armónicos impares anteriores						
Distorsiones actuales que resultan en un desplazamiento DC, por ejemplo, convertidores de media honda, no están permitidos						

Todos los equipos de generación de energía están limitados a estos valores de distorsión de la corriente, independiente de Isc/IL real.

Tabla 22. Límites de armónicos de corriente.

Donde,

Isc, Máxima corriente de cortocircuito de Pcc
IL, Máxima corriente de carga demandada. (componente de frecuencia fundamental).
TDD, distorsión total demandada, distorsión de la corriente armónica en % de la corriente de carga de demanda máxima (demanda de 15 0 30 minutos)

Nota: Porcentaje máximo de armónicos de corriente permitidos en un sistema eléctrico.

Antes de iniciar este análisis, se debe identificar cuáles son las principales fuentes de armónicos en una instalación eléctrica:

1. Convertidores.
2. Hornos de arco.
3. Compensador de VAR estático.
4. Inversores monofásicos.
5. Inversores trifásicos.
6. Controles de fase electrónicos.
7. Cicloconvertidores.

Dado que los componentes anteriormente mencionados ninguno estará presente en las instalaciones del presente proyecto, no se aplica.

P. Cálculo de Regulación

Para la selección de conductores es necesario tener en cuenta los siguientes límites de regulación de voltaje establecidos en la norma de CENS S.A ESP CNS-NT-02.

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de B. T	Zona Urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometida	2%
Circuito de M. T	Pura expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1% a partir del barraje de la subestación de distribución.
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Tabla 23. Porcentajes de regulación permitidos.

Metodología de cálculo

La regulación de voltaje se calcula aplicando la siguiente metodología, Tomado de sección 2.4. Norma CENS CNS-NT-02.

$$R\% = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M$$

Dónde:
Fc = Factor de corrección. Se establece de acuerdo con el tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito
M = Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en (kVA) y longitud del tramo en metros (m).
VL = Voltaje de línea (V).
KG = Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_G = KG * 100$$

VERIFICACION DE CONDUCTORES MEDIA TENSIÓN CORCOVADO									
Tramo	**Longitud km**	**Usuarios**	**Corriente (A)**	**Corriente del conductor (A)**	**No. Fases**	**Calibre AWG**	**Tipo**	**Número de conductores por fase**	**PROTECCION**
PUNTO A-TRF1	8,792	230	6,56	8,20	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF1-TRF2	0,397	205	5,90	7,38	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF2-TRF3	1,169	180	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	10K
TRF3-TRF4	7,957	180	5,25	6,56	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF4-TRF5	2,349	155	4,59	5,74	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF5-TRF6	2,125	138	4,16	5,19	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF6-TRF7	5,705	114	3,72	4,65	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF7-TRF8	5,37	100	3,50	4,37	3	1/0	ACSR	1	6K
TRF8-TRF9	0,109	75	2,41	3,01	3	1/0	ACSR	1	3K
TRF9-TRF10	0,489	50	1,31	1,64	3	1/0	ACSR	1	3K
TR8-TRF11	0,411	25	0,66	0,82	3	1/0	ACSR	1	3K

Q. Clasificación de Áreas

La clasificación de las áreas se determina a partir de la ubicación y la actividad a desarrollar y viene regulada por el RETIE 2013 en el Art. 28.3 a través de las NTC 2050, siendo definida como aquellas instalaciones que por estar localizadas en ambientes clasificados como peligrosos o por alimentar equipos o sistemas complejos, presentan mayor probabilidad de riesgo que una instalación básica y por tanto, requieren de medidas especiales, para mitigar o eliminar tales riesgos. La NTC 2050 clasii

1. La Zona 0 abarca áreas, en las cuales exista la presencia de una atmósfera de gas explosivo de manera permanente o por períodos prolongados.
2. La Zona 1 abarca áreas, en las cuales se puede esperar que exista la presencia de una atmósfera de gas explosivo de manera ocasional o poco frecuente.
3. La Zona 2 abarca áreas, en las cuales sólo puede esperarse la presencia de una atmósfera de gas explosivo de manera muy poco frecuente de atmósfera explosiva constituida por una mezcla de aire con sustancias inflamables en forma de gas, vapor o niebla o y si ella se genera, existirá por períodos breves únicamente.

Dado lo anterior se puede concluir que para las 10 subestaciones tipo poste, no se requiere realizar la clasificación de áreas ya que no se encuentra en ninguno de los grupos anteriormente mencionados.

R. Elaboración de diagramas unifilares

Ver en plano anexo.

S. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.

Ver en plano anexo.

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

Ver en plano anexo.

U. Establecer las distancias de seguridad requeridas.

El análisis de distancias de seguridad se realiza con el fin de verificar en la etapa preconstructiva que una vez instalados todos los equipos y circuitos eléctricos del proyecto, se cumplirá con las exigencias del RETIE en este aspecto. Asimismo, no se podrá dar la certificación de conformidad con el RETIE a instalaciones que violen estas distancias.
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. En las tablas 8 y 9, se muestran dichas distancias para cada caso; todas las tensiones dadas en estas tablas son entre fases, para circuitos con neutro puesto a tierra sólidamente y otros circuitos en los que se tenga un tiempo despeje de falla a tierra acorde con el RETIE. [4, p. 90].

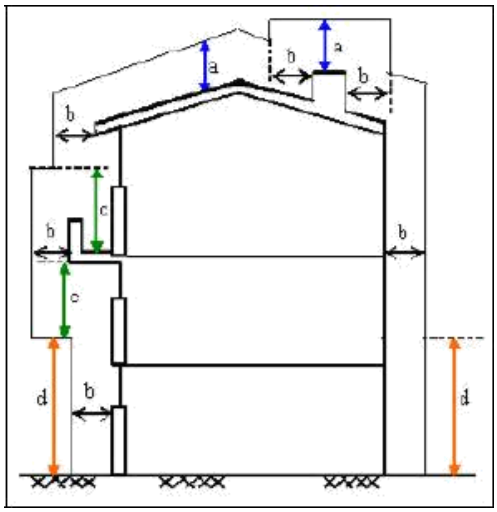


Figura 4. Distancias minimas de seguridad

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.	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.	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
Distancia vertical **"c"** sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45m de altura.	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 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	5,0

Tabla 24. Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones.

DESCRIPCIÓN	TENSIÓN NOMINAL ENTRE FASES (Kv)	DISTANCIA (m)
Distancia mínima al suelo **"d"** en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular.	500	11,5
	230/220	8,5
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.		5,6
Distancia mínima al suelo "d1" desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles	500	11,5
	230/220	8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima al suelo **"d"** en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en zonas de servidumbre.	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
Distancia mínima vertical respecto al máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2m e inferior a 7m.	500	12,9
	230/220	11,3
	115/110	10,6

	66/57,5	10,4
	44/34,5/33	10,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	10,2
	<1	9,6
Distancia mínima vertical respecto al máximo nivel del agua "g" en cruce con ríos, canales navegables o flotantes no adecuados para embarcaciones con altura superior a 2m.	500	7,9
	230/220	6,3
	115/110	5,6
	66/57,5	5,4
	44/34,5/33	5,2
	13,8/13,2/11,4/7,6	5,2
	<1	4,6

Tabla 25. Distancias verticales mínimas en vanos con líneas de diferentes tensiones.

Aspectos ambientales.

En cuanto al medio ambiente debemos lograr en más mínimo daño al hábitat de cada zona donde se efectúen trabajos de redes en M.T y B.T de qué manera:

- Solicitando los permisos respectivos a las entidades correspondientes.
- Evitar la tala de árboles y mirando de que especie pertenece.
- Recogiendo los desperdicios o residuos como colas de aluminio cobre y demás materiales utilizados en la obra y los materiales desmantelados como aisladores y otros ya que estos tienen tiempo de descomposición muy largo y si contaminan el medio ambiente.
- Recoger todo el material que no se necesite y que cumplió su vida útil y llevarlo al lugar destinado por la empresa para su almacenamiento.

Donde se intervienen transformadores evitar la fuga de aceites por son inflamables y puede ocasionar incendios.

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.

Para este diseño no se requiere hacer ninguna desviación técnica de la norma NTC2050.

W. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.

Para este proyecto no se realizan estas condiciones.

Ingeniero electromecánico
JOSE LUIS RODRIGUEZ NIEVES









Ing. José Luis Rodríguez Nieves