146

MEMORIAS DE CALCULO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS

PROYECTO

CONSTRUCCIÓN REDES MEDIA Y BAJA TENSIÓN, CON TRANSFORMADOR ENPOSTE ZONA RURAL DE VARIOS MUNICIPIOS EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ

FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO
M.P QN205-83567

V.B. FFF
28-10-2025

FLORENCIA 2025

CONTENIDO

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO 3
2. MEMORIAS DE CÁLCULOS 4
A. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS 4
B. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO 5
C. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA. 5
D. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS. 7
E. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS. 8
F. ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO. 15
G. CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS 15
H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA. 16
I. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA 18
J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES 21
K. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60909, IEEE 242, CAPÍTULO 9 O EQUIVALENTE 22
L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS. 22
M. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTES 29
N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.). 31
O. CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA. 31
P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN. 34
Q. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS. 37
R. ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES. 38
S. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN. 38
T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION 38
U. ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS. 38
V. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE LA NTC. 39
W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA. 39

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

Este proyecto se encuentra ubicado en los municipios de Solano, Puerto Rico, Puerto Milán, Florencia, Belén de los Andaquíes y San José del Fragua, departamento del Caquetá. El principal objeto es dar a conocer los cálculos, estudios y diseño, del proyecto eléctrico, para la Construcción de Red de Media y Baja tensión, el montaje de los transformadores monofásicos.

RED DE MEDIA TENSIÓN

Para el proyecto contempla la construcción de 36,63 kilómetros lineales de red de Media Tensión Monofásica Bifilar, en Cable ACSR 2 AWG, para lo cual se utilizarán postes, metálicos y de fibra de vidrio seccionados de 12 metros de 510kgF y 750kgF, con vestida de estructuras tipo IPSE, según la necesidad. La red MT se deriva de la red 13,2kv de ELECTROCAQUETA, en los siguientes puntos de conexión, de acuerdo con las Factibilidades aprobadas 2025-1-1-5748, 2025-1-1-4807 y 2025-1-1-9095.

Pto Conexión	Seccionador	Potencia	Latitud	Longitud	Observación
MT - 01	SEC-1	55 KVA	0°57'54.1"N	74°59'58.1"W	Principal
	SEC-2	10 KVA	0°55'34.9"N	75°00'43.6"W	Secundario
	SEC-3	25 KVA	0°53'54.2"N	75°01'14.9"W	Secundario
MT - 02	SEC-4	5 KVA	0°58'04.9"N	75°21'06.8"W	Principal
	SEC-5	35 KVA	0°58'04.9"N	75°21'06.8"W	Principal
	SEC-6	15 KVA	0°56'15.8"N	75°21'18.4"W	Secundario
MT-03	SEC-7	40 KVA	2°02'18.7"N	74°57'27.7"W	Principal
MT-04	SEC-8	15 KVA	1°37'07.1"N	75°34'29.8"W	Principal
MT-05	SEC-9	5 KVA	1°37'10.1"N	75°34'23.5"W	Principal
MT-06	SEC-10	15 KVA	1°37'09.4"N	75°34'21.0"W	Principal
MT-07	SEC-11	10 KVA	1°36'58.4"N	75°34'12.0"W	Principal
MT-08	SEC-12	5 KVA	1°24'32.6"N	75°53'03.4"W	Principal
MT-09	SEC-13	20 KVA	1°10'32.2"N	76°02'50.9"W	Principal
MT-10	SEC-14	5 KVA	1°09'30.5"N	76°02'11.9"W	Principal
MT-11	SEC-15	10 KVA	1°09'22.8"N	76°02'04.0"W	Principal
MT-12	SEC-16	10 KVA	1°08'44.7"N	76°02'18.7"W	Principal

SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Se proyecta intervenir sobre 41 transformadores, de los cuales instalar 40 nuevos y utilizar 1 existente. Treinta y ocho (38) de 5KVA, uno (1) de 10KVA, uno (1) de 25KVA, y el existente de 10KVA, todos con relación de transformación 13.2kv/240-120v, en estructura de apoyo tipo NC710. Estos suministrarán energía cada uno a su respectiva red de Baja Tensión la que su vez suministran energía a los diferentes usuarios, con sus respectivas medidas directas.

RED DE BAJA TENSIÓN

La red de Baja Tensión será de 22,89 kilómetros en cable trenzado 2x35mm² + 35mm² (2x2+2 AWG) Bifásica Trifilar y 806 metros en cable trenzado 2x50mm² +50mm² (2x1/0+1/0 AWG) Bifásica Trifilar, para lo cual se utilizarán postes de metálicos y poliméricos de 8 metros de 510Kgf, con vestida de estructuras tipo CODENSA, según la necesidad.

ACOMETIDAS BAJA TENSION

Se instalarán 144 acometidas Bifásica Trifilares, dependientes de los cuarenta y un (41) transformadores descritos, en cade de cobre concéntrico 2x8+8 AWG, cada una deberá cumplir los lineamientos técnicos exigidos por la normatividad colombiana, al momento de su normalización individual.

2. MEMORIAS DE CÁLCULOS

A. ANÁLISIS Y CUADROS DE CARGAS INICIALES Y FUTURAS, INCLUYENDO ANÁLISIS DE FACTOR DE POTENCIA Y ARMÓNICOS

Las cargas eléctricas en las diferentes áreas serán principalmente iluminación y fuerzas comunes, por lo cual se tiene un factor de potencia estimado de 0,9. Estas cargas se dividirán en circuitos de fuerza, cuyos equipos se encuentran ubicados en área correspondiente de la edificación. Todos los circuitos serán alimentados a través del servicio proyectado a 240-120V.

Todos estos diseños se rigen por las normas legales vigentes, RETIE, Código Eléctrico Colombiano (NTC 2050).

FACTOR DE DEMANDA

En este caso, siendo un proyecto de electrificación rural para beneficiar unidades de vivienda, por lo que se conoce que corresponde al Estrato Socioeconómico 1, que, según las Características de la Demanda para el diseño de redes, subestaciones, y nos ofrece factores de Demanda por Estrato:

Descripción	Carga Vatios	Demanda %
Estrato bajo (R1)	Primeros 500	100%
	Sobre 500	30%

CUADROS DE CARGAS

A continuación, se presenta el cuadro de carga estimado para una vivienda unifamiliar de estrato bajo, con los electrodomésticos adecuados para una adecuada calidad de vida, y con base en el factor de demanda anteriormente descrito se estima la Demanda Máxima Diversificada y la Selección de Transformadores:

CARGA BASICA RURAL

SALIDA	CARGA	No. SALIDAS	TOTAL WATIOS
Alumbrado	24	8	192
Televisor	150	1	150
Equipo de sonido	150	1	150
Nevera	300	1	300
Ventilador	100	1	100
Licuadora	300	1	300
Lavadora de Ropa	450	1	450
Picapasto	746	1	746
Electrobomba	380	1	380
TOTAL			**2.768**

CALCULO DE LA DEMANDA MAXIMA UNITARIA

Considerando Estrato bajo se tiene:

CARGA EN WATIOS		FACTOR DE DEMANDA	
Primeros 500		100%	
Sobre 500		30%	
Por lo tanto la demanda máxima unitaria será:			CD=500+(CB-500)30%
Carga Básica =CB	2768		
Primeros	500	x 1 =	500
Restantes	2268	x 0,3 =	680,4
			1.180
Con F.P.=0,9	1180,4 / 0,9 =	1.312	
La Demanda Máxima será:	**CD:**	**1,31**	**KVA**

B. ANÁLISIS DE COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO ELÉCTRICO

Con respecto a la coordinación de aislamiento este depende del tipo de tensión a manejar, en este proyecto se manejan dos tipos de tensión, 13,2kv en Media Tensión y 240/120 voltios en Baja Tensión.

Para el nivel de tensión 13,2kv se pretende manejar estructura NC710, NC514, NC515, NC506, NC505, NC510, NC512 y NC731 según diseño IPSE; los tipos de aisladores, depende la necesidad siendo del tipo pin o espigo de 13,2kv norma ANSI 55-4, y Poliméricos 15kV de suspensión.

En B.T 240-120 V se utilizarán conductores eléctricos Tríplex (Trenzado) de aluminio ACSR, con aislante en Polietileno Reticulado XLPE; diseñados para operar a un voltaje máximo de 600 voltios. Están diseñados para operar a una temperatura máxima en el conductor de:

- *90°C, en ambientes secos.*
- *75°C, en ambientes húmedos.*

C. ANÁLISIS DE CORTOCIRCUITO Y FALLA A TIERRA.

Según la NTC 818 Tabla 1 Transformadores monofásicos de 5 kVA a 167,5 kVA, serie AT < 15 kV, serie BT <= 1,2kV se estima una impedancia de Uz 3% para transformadores de 5kVA y 10KVA.

P Nominal [kVA]	Io [% de In]	Po [W]	Pc [W]	Uz [%]
5	2.5	30	90	3.0
10	2.5	50	140	3.0
15	2,4	70	195	3.0
25	2,0	100	290	3.0

Para Media Tensión

$$I_{n_{MT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{5.000\ VA}{13.200\ V} \qquad I_{n_{MT}} = 0{,}378\ A$$

$$I_{CC_{MT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{0{,}378 * 100}{3{,}0} = 12{,}6A = 0{,}012kA$$

$$I_{n_{MT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{10.000\ VA}{13.200\ V} \qquad I_{n_{MT}} = 0{,}757\ A$$

$$I_{CC_{MT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{0{,}757 * 100}{3{,}0} = 25{,}25A = 0{,}025kA$$

$$I_{n_{MT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{25.000\ VA}{13.200\ V} \qquad I_{n_{MT}} = 1{,}89\ A$$

$$I_{CC_{MT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{1{,}89 * 100}{3{,}0} = 63A = 0{,}063kA$$

Para Baja Tensión

$$I_{n_{BT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{5.000\ VA}{240\ V} \qquad I_{n_{BT}} = 20{,}83\ A$$

$$I_{CC_{BT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{20{,}83 * 100}{3{,}0} = 694{,}33\ A = 0{,}694kA$$

$$I_{n_{BT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{10.000\ VA}{240\ V} \qquad I_{n_{BT}} = 41{,}67\ A$$

$$I_{CC_{BT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{41{,}67 * 100}{3{,}0} = A = 1{,}389kA$$

$$I_{n_{BT}} = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{25.000\ VA}{240\ V} \qquad I_{n_{BT}} = 104{,}17\ A$$

$$I_{CC_{BT}} = \frac{I_n * 100}{U_z} = \frac{104{,}17 * 100}{3{,}0} = 3472{,}2\ A = 3{,}472kA$$

$I_{n_{BT}}$ Tensión [V]	Potencia [KVA]	Uz [%]	In [A]	Icc [kA]
13200	5	3,0	0,378	0,012
240			20,83	0,694
13200	10	3,0	0,757	0,025
240			41,67	1,389
13200	25	3,0	1,89	0,063
240			104,17	3,472

Corrientes de falla dadas por el Operador de Red:

CORRIENTES SIMÉTRICAS	
Corriente Trifásica	1,467 kA

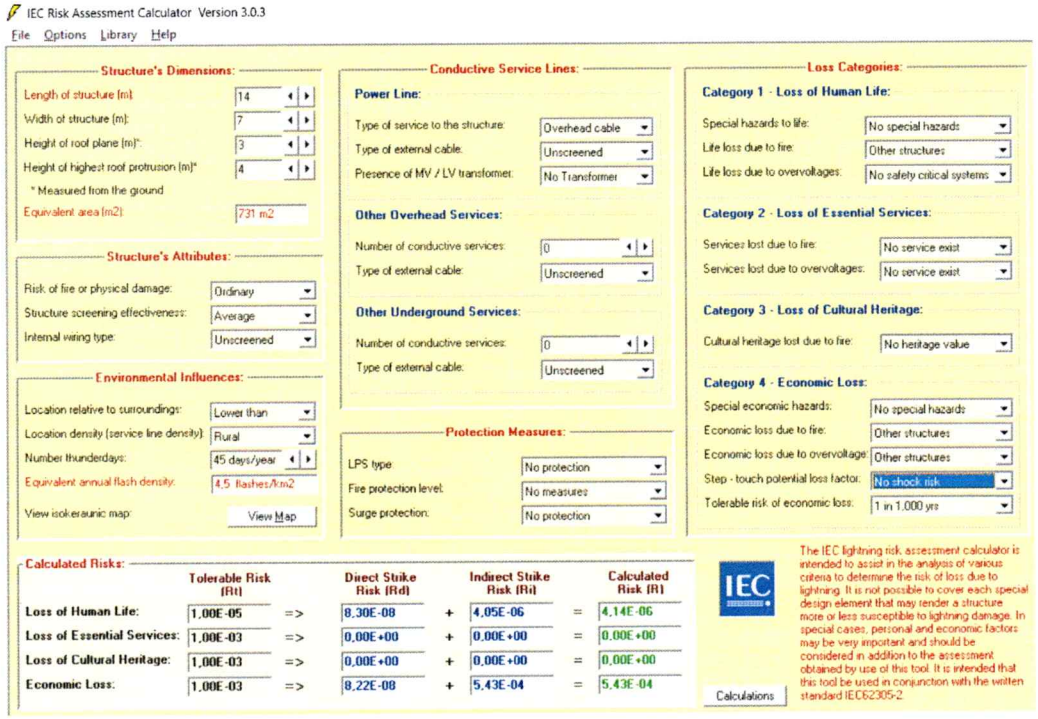
Nota: Las corrientes simétricas sirven para el estudio de coordinación de protección

CORRIENTES ASIMÉTRICAS	
Corriente Monofásica	1,685 kA

Nota: Las corrientes asimétricas sirven para el diseño de la puesta a tierra.

D. ANÁLISIS DE NIVEL DE RIESGO POR RAYOS Y MEDIDAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS.

Para el análisis del nivel de riesgo contra ratos se utilizó el software "IEC Risk Assessment Calculator", con el cual se realiza la evaluación acorde con la metodología de la NTC 4552 de 2008.



CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta que son viviendas unifamiliares, de baja altura, no requiere de un exigente SPCR, por lo que se deberán seguir los lineamientos básicos para protección de Riesgo Eléctrico. Así mismo, se instalarán DPS cerca al transformador. Sin embargo, a continuación, se presenta un plan de prevención y contingencia.

PREVENCION Y CONTINGENCIA

Durante una tormenta eléctrica son evidentes los peligros a que están expuestas las redes e instalaciones eléctricas, es por ello por lo que se recomienda tener en cuenta un plan de prevención y contingencia como el expuesto en la NTC 4552, para evitar riesgos a las personas que están en este lugar.

El plan de contingencia deberá observar que:

- *Verificar que todos los equipos eléctricos y electrónicos estén sólidamente aterrizados.*
- *Instalar avisos preventivos indicando que se abstenga de realizar trabajos de mantenimiento cuando se estén presentando descargas atmosféricas.*
- *Cuando se tenga indicios de tormentas eléctricas es recomendable, como medida de protección, tener en cuenta las siguientes recomendaciones:*
    - *Permanecer en el interior de vehículos o edificaciones hasta que haya desaparecido la tormenta.*
    - *Evitar permanecer debajo de árboles en días de lluvia o tormenta.*
    - *Alejarse de terrenos Deportivos y campos abiertos.*
    - *Evitar escampar en árboles que se encuentre solitarios.*
    - *Evitar colocar las manos en el suelo, preferiblemente colocarlas en las rodillas.*

E. ANÁLISIS DE RIESGOS DE ORIGEN ELÉCTRICO Y MEDIDAS PARA MITIGARLOS.

Factor: Arcos eléctricos (Riesgo Potencial)- Consecuencias: 3, Frecuencia: E.
Se considera que la gravedad es baja, debido a que se respetaran las distancias de seguridad con las partes energizadas de la subestación en poste y las redes de distribución. Igualmente es de mencionar que el método de cableado, el nivel de tensión de uso final y la calidad de los materiales a utilizar reducen considerablemente la probabilidad de que se generen arcos eléctricos o cortocircuitos. Este factor requiere una protección básica, por medio de materiales envolventes resistente a arcos eléctricos. Los lugares más expuestos a arcos eléctricos son los tableros eléctricos, por tanto, personal no autorizado no debe acercarse a estos equipos.

Medidas de protección: La unión de cableado con otros equipos como, tableros y salida eléctricos para uso final deben estar sujetos fijamente por medio de bornes del mismo material del cable, arandelas y tornillos que impida malos contactos, los cuales ante el cierre del interruptor principal puedan generar arcos eléctricos.

Factor: Ausencia Electricidad (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 2, Frecuencia: D
Se considera de gravedad baja. La ocurrencia de un apagón o corte del servicio en la red externa no pone en riesgo inminente la vida de las personas.

Factor: Contacto Directo (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 3, Frecuencia: E
Se considera de gravedad media, debido a que por sí solo representa un riesgo para la integridad de las personas, sin embargo, se conservan las distancias de seguridad, espacios de trabajo y a las barreras, gabinetes o recubrimientos de partes activas dentro de la edificación.

Medidas de protección: las personas que laboren en este sitio no deben tener ningún tipo de contacto con las instalaciones eléctricas. Solo personal calificado y especializado para labores relacionadas con la electricidad podrán actuar sobre las instalaciones de uso final y distribución. El lugar donde se ubicará el tablero eléctrico deberá tener un aviso que indique peligro eléctrico y otro aviso en donde advierta que personal es el adecuado actuar sobre ellos, en caso de mantenimiento u otros.

Factor: Contacto Indirecto (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 1, Frecuencia: E
De gravedad muy baja, debido al buen sistema de puesta a tierra a construir, con conexiones equipotenciales y al uso de tomacorrientes GFCI en las áreas húmedas de la edificación. Además, los equipos y artefactos eléctricos que funcionarán estarán en permanente revisión y mantenimiento.

Medidas de protección: Quien ejecute las instalaciones eléctricas, debe garantizar que las conexiones eléctricas, como fases, neutro, tierra y los sistemas equipotenciales están bien instalados (buen aislamiento eléctrico, mantenimiento, y puesta a tierra), de tal forma que las personas no estén expuestos a electrocución al contacto con equipos, tomas eléctricas etc. Por tanto, se debe garantizar el aterrizaje de las instalaciones, y que las tomas eléctricas tengan su aterrizaje y su polo a tierra para equipos en buen estado, en lugares húmedos las tomas deben ser GFCI. Se debe realizar la prueba de polaridad y aterrizaje.

Factor: Cortocircuito (Riesgo Potencial)-Consecuencias: 3, Frecuencia: E
Se considera de gravedad baja debido a que se instalaran las protecciones adecuadas tanto en media Tensión, como en baja tensión, de tal forma que despejen cualquier falla rápidamente en caso de presentarse.
Medidas de protección: Cada circuito eléctrico para la alimentación de artefactos eléctricos debe poseer un interruptor termo magnético 15 A mínimo y dimensionado de acuerdo con la NTC 2050, para que este actué como protección del conductor en caso de corto circuito en el lado de la carga. El tablero general deberá contener un Interruptor Totalizador dimensionado según lo exigen las normas técnicas NTC- 2050, y que actué en caso de cortocircuito en el barraje.

Factor: Electricidad Estática (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 1, Frecuencia: E
De gravedad muy baja, debido al buen sistema de puesta a tierra a construir, con conexiones equipotenciales y al uso de tomacorrientes GFCI en las áreas húmedas de la edificación. Además, los equipos y artefactos eléctricos que funcionarán

estarán en permanente revisión y mantenimiento.

Factor: Equipo defectuoso (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 3, Frecuencia: E
De gravedad baja. Los tableros eléctricos, los equipos de uso final deberán estar en óptimas condiciones durante su transporte e instalación. La construcción de las instalaciones eléctricas debe realizarse siguiendo las normas técnicas y caracterización del entorno electromagnético.

Factor: Rayos (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 4, Frecuencia: E
De gravedad media. Debido a los efectos sobre la salud que podía tener una descarga atmosférica sobre la vida humana, animal, vegetal y los elementos físicos de las instalaciones.

Medidas de protección: Por ser una construcción ubicada en la zona urbana, rodeada de edificios más altos, se considera que el riesgo es tolerable, solo requiere un sistema de protección interna contra sobretensiones y el sistema de puesta a tierra para el tablero general.

Factor: Sobrecarga (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 3, Frecuencia: E
De gravedad baja, debido al potencial riesgo que representa para la integridad, sin embargo, se actuará apropiadamente con la selección adecuada de conductores y protecciones de los circuitos y la instalación suficiente de salidas con la capacidad requerida para el funcionamiento de los artefactos eléctricos.

Factor Tensión de contacto (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 3, Frecuencia: E
Se considera de gravedad baja, debido al riesgo para la integridad física de las personas. Sin embargo, se hará adecuada selección de conductores y protecciones

Medida de protección: Sistema de puesta a tierra con resistencia baja. El mantenimiento a instalaciones y equipos solo lo debe realizar personal calificado usando los EPP, en zonas húmedas se debe trabajar sobre una superficie dieléctrica.

Factor Tensión de paso (Riesgo Potencial) - Consecuencias: 1, Frecuencia: E
Se considera de gravedad muy baja.

Medida de protección: Sistema de puesta a tierra con resistencia baja. Delimitación de la zona de seguridad alrededor del tablero general. Aviso de acceso solo a personal calificado.

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Quemaduras y/o lesiones causadas por exposición directa a calor intenso	Arcos Eléctricos	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve (E)	Efecto menor (E)	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto	Interna (E)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Corte de energía	Ausencia de Electricidad	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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 (D)	Efecto menor	Local (D)	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral) (D)	Daños leves No interrupción	Sin efecto (E)	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrocución	Contacto Directo	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente (E)	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 (D)	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto (E)	Interna (D)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Descarga eléctrica en carcazas o SPT	Contacto Indirecto	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños leves No interrupción (E)	Sin efecto (E)	Interna (E)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Quemaduras / Electrocución	Cortocircuito	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) **(E)**	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve **(D)**	Efecto menor **(D)**	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto	Interna **(C)**	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Descargas eléctricas en carcazas	Electricidad Estática	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) **(E)**	Daños leves No interrupción **(E)**	Sin efecto **(E)**	Interna **(E)**	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrocución / Quemaduras	Equipo defectuoso	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve (E)	Efecto menor (E)	Local	2		BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto	Interna (E)	1		MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrocución	Rayos	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
Una o más muertes	Daño grave en la infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5		MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
Incapacidad parcial permanente (E)	Daños mayores. Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4		MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción temporal (D)	Contaminación localizada	Regional	3		BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor (D)	Local (D)	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: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrocución/Electrización	Sobrecarga	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve (E)	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto (E)	Interna (E)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrización / Electrocución	Tensión de Contacto	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve (E)	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves No interrupción	Sin efecto (E)	Interna (E)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

RIESGO A EVALUAR	EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO	FUENTE
	Electrización	Tensión de Paso	Subestación Tipo Poste 13,2kV/240-120V

POTENCIAL [X] **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 en el mes en la empresa
	Una o más muertes	Daño grave en la 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) (E)	Daños leves No interrupción (E)	Sin efecto (E)	Interna (E)	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Evaluador: FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO **MP:** QN205-83567 **Fecha:** 06/10/2025

ANÁLISIS DE RIESGO			
COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIÓN A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	**Inadmisible para trabajar:** Se deben 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 trabajos 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 e l Ana lisis de trabajo seguro (ATS) el permiso de trabajo (PT) presentados por e l líder a cargo del trabajo.
	Medio	**Aceptarlo:** Aplicar los sistemas de control (minimizar, suministrar elementos de protección personal, procedimientos, protocolos, lista de verificación y usar EPP) Requiere permiso de trabajo	El líder del grupo de trabajo diligencia el análisis de trabajo seguro (ATS) y el jefe del área aprueba el permiso de trabajo (PT) según el procedimiento establecido.
X	Bajo	**Asumirlo:** Aplicar los sistemas de control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso de trabajo	El líder de trabajo debe verificar: - ¿Qué puede salir mal o fallar? - ¿Que puede causar que algo salga mal o fallar? - ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Dado que el Nivel de riesgo en todos los casos fue bajo, no es necesario realizar acciones adicionales a las tenidas en cuenta en el presente diseño.

Lo anterior complementado con que la construcción debe ser ejecutada por personal calificado, con materiales certificados y siguiendo los procedimientos establecidos para la construcción de redes subterráneas en media y baja tensión.

F. ANÁLISIS DEL NIVEL TENSIÓN REQUERIDO.

Se proyecta veintiún transformadores de nivel de tensión de 13,2 Kv / 240-107 Voltios, según disponibilidad de carga del operador de red y de acuerdo con las necesidades de la edificación y aparatos a instalar.

G. CÁLCULO DE CAMPOS ELECTROMAGNÉTICOS

De acuerdo con el RETIE 2013 en el artículo 14.4 a plica para niveles de tensión superior a los 57,5 Kv.

H. CÁLCULO DE TRANSFORMADORES INCLUYENDO LOS EFECTOS DE LOS ARMÓNICOS Y FACTOR DE POTENCIA EN LA CARGA.

*kVA = (N° Usuarios * kVA/ Usuario) / F.D*
*FD = 1 + 0,4 * Ln (N°)*

NUCLEO	No. Usuarios	KVA Usuario	F. Diversidad	KVA Núcleo
TR-01	1	1,31	1,00	1,31
TR-02	4	1,31	1,55	3,37
TR-03	2	1,31	1,28	2,05
TR-04	3	1,31	1,44	2,73
TR-05	2	1,31	1,28	2,05
TR-06	2	1,31	1,28	2,05
TR-07	36	1,31	2,43	19,38
TR-08-E	1	1,31	1,00	1,31
TR-09	3	1,31	1,44	2,73
TR-10	4	1,31	1,55	3,37
TR-11	3	1,31	1,44	2,73
TR-12	1	1,31	1,00	1,31
TR-13	2	1,31	1,28	2,05
TR-14	3	1,31	1,44	2,73
TR-15	3	1,31	1,44	2,73
TR-16	3	1,31	1,44	2,73
TR-17	1	1,31	1,00	1,31
TR-18	1	1,31	1,00	1,31
TR-19	1	1,31	1,00	1,31
TR-20	1	1,31	1,00	1,31
TR-21	3	1,31	1,44	2,73
TR-22	2	1,31	1,28	2,05
TR-23	5	1,31	1,64	3,98
TR-24	2	1,31	1,28	2,05
TR-25	3	1,31	1,44	2,73
TR-26	5	1,31	1,64	3,98
TR-27	3	1,31	1,44	2,73
TR-28	2	1,31	1,28	2,05
TR-29	9	1,31	1,88	6,27
TR-30	5	1,31	1,64	3,98
TR-31	2	1,31	1,28	2,05
TR-32	4	1,31	1,55	3,37
TR-33	2	1,31	1,28	2,05
TR-34	3	1,31	1,44	2,73
TR-35	1	1,31	1,00	1,31
TR-36	3	1,31	1,44	2,73
TR-37	4	1,31	1,55	3,37
TR-38	2	1,31	1,28	2,05
TR-39	2	1,31	1,28	2,05
TR-40	2	1,31	1,28	2,05
TR-41	3	1,31	1,44	2,73
DEMANDA TOTAL			**119,0**	**KVA**

DEMANDA PROYECTADA
TASA DE CRECIMIENTO DE LA DEMANDA: 1% ANUAL

NUCLEO	No. Usuarios	KVA Usuarios (Actual)	KVA Usuarios (a los 8 años)	Transformador Seleccionado
TR-01	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-02	4	3,37	3,65	5 KVA
TR-03	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-04	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-05	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-06	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-07	36	19,38	20,99	25 KVA
TR-08-E	1	1,31	1,42	10 KVA
TR-09	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-10	4	3,37	3,65	5 KVA
TR-11	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-12	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-13	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-14	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-15	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-16	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-17	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-18	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-19	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-20	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-21	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-22	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-23	5	3,98	4,31	5 KVA
TR-24	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-25	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-26	5	3,98	4,31	5 KVA
TR-27	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-28	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-29	9	6,27	6,79	10 KVA
TR-30	5	3,98	4,31	5 KVA
TR-31	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-32	4	3,37	3,65	5 KVA
TR-33	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-34	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-35	1	1,31	1,42	5 KVA
TR-36	3	2,73	2,96	5 KVA
TR-37	4	3,37	3,65	5 KVA
TR-38	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-39	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-40	2	2,05	2,22	5 KVA
TR-41	3	2,73	2,96	5 KVA
DEMANDA TOTAL DIVERSIFICADA PROYECTADA			**128,8**	**kVA**
DEMANDA TOTAL TRANSFORMADORES			**235,0**	**kVA**

DEMANDA TOTAL TRANSFORMADORES NUEVOS 225KVA, UN TRANSFORMADOR EXISTENTE DE 10KVA.

SELECCIÓN EQUIPO DE MEDIDA ELECTRICA

Para la selección del equipo de medida tenemos en cuenta que los usuarios finales son viviendas, por lo cual su medida es individual.

De acuerdo con la norma NTC5019, tabla 2 Selección de los medidores de energía recomienda medida directa de acuerdo con la carga instalada que es menor de 24kVA, y tendría equipos Bifásico Trifilar, entonces la medida será Bifásico Trifilar, Activa.

Tabla 2. Selección de los medidores de energía

Tipo de medición	Tipo de servicio	Capacidad instalada (CI) en kVA	Descripción del medidor[1) 2)]				
			Medidor	Energía[3)]	Clasificación[4)]	Clase[5)]	
						Electromecánico	Estático[6)]
Directa	Monofásico bifilar	≤ 12	Monofásico bifilar	Activa	Básico	2	1
	Monofásico trifilar	≤ 24	Monofásico trifilar ó Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2
	Bifásico trifilar	≤ 24	Bifásico trifilar	Activa	Básico	2	1
				Activa y Reactiva	Multienergía	--	1 2

I. CÁLCULO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Según el artículo 250-23, inciso a) de la norma NTC 2050 indica que un sistema alambrado de la propiedad que se alimenta por medio de un sistema de distribución de energía eléctrica conectado a tierra debe tener en cada acometida un conductor conectado a un electrodo de puesta a tierra que cumpla lo establecido en la parte H de la sección 250.

Definiremos un sistema de puesta tierra para minimizar el impacto de las descargas atmosféricas y las originadas por chispas, arcos eléctricos o cortocircuitos que generen sobretensiones en las viviendas o en sus acometidas de la siguiente manera.

El valor de la resistencia de la puesta a tierra para el sistema que se está diseñando que es de baja tensión, entonces de acuerdo a la normatividad existente RETIE, que dice que en razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552

APLICACION	*VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA*
Estructuras de línea de transmisión	*50 Ω*
Subestaciones de alta y extra alta tensión	*1 Ω*
Subestaciones de media tensión	*10 Ω*
Protección contra rayos	*10 Ω*
Neutro de acometida en baja tensión	*25 Ω*

Concluyendo el análisis para definir el cálculo del sistema de puesta a tierra que aplicaremos en este diseño tenemos que las condiciones del terreno donde se hará esta instalación, es del tipo tierra arcillo arenosa húmeda con una resistividad de 200 Ω-M, por normatividad existente la empresa prestadora del servicio en la región recomienda la utilización de electrodos de cobre electrolítico de 5/8" de diámetro por 2.4 metros de largo y el conductor mínimo exigido para estos sistemas de puesta a tierra es cable de cobre desnudo tipo duro Nº 4 AWG.

Con estos datos calcularemos la resistencia del sistema de puesta a tierra para este diseño, cuya fórmula básica sacamos del numeral 15.5 del RETIE, así:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)}$$

$\rho = es\ la\ resistividad$
$a = es\ la\ distancia\ entre\ electrodos\ adyacentes\ en\ metros$
$b = es\ la\ profundidad\ de\ enterramiento\ de\ los\ electrodos\ en\ metros$
$R = es\ la\ resistencia\ eléctrica\ medida\ en\ ohmios, dada\ por\ V/I$

Cuando b es muy pequeño comparado con a, se tiene la siguiente expresión: $\rho = 2\pi a R$

Para calcular la resistencia de nuestro sistema de puesta a tierra, despejamos la ecuación y calculamos:

$$R = \frac{\rho}{2\pi a} = \frac{200\Omega m}{2\pi(5m)} = 6{,}36\Omega$$

Remplazando los valores en la formula encontramos que la resistencia para nuestro sistema de puesta a tierra resulta ser de 6,36 Ω, comparándolo con el valor máximo de resistencia de puesta a tierra permisible para un sistema de conexión del neutro de acometida en baja tensión que es de 25 ohmios y de subestaciones aéreas que es de 10 Ω, está por debajo y cumple con la normatividad RETIE

Datos para el calculo	
Resistividad a 2,40 m [Ωm] (ρ)	200
Longitud electrodo [m] (L)	2.4
Diámetro electrodo [mm]	16
Radio [mm] (de)	8
Tiempo despeje falla [ms] (**t**)	50
Corriente de falla monofásica simétrica [kA] (I_{cc})	1,685

Para Ig utilizamos la expresión: $I_g = 1.8 I_{cc}\ A$

Se calculan las tensiones de paso y contacto, con base en las ecuaciones desarrolladas por el Sr. Daziel y que son la base del estándar IEEE 80, los valores máximos tolerables para una persona promedio de 50kg son:

Se calcula la tensión de paso:

$$E_p = (1000 + 6\rho)\frac{0.116}{\sqrt{t}} = (1000 + 6 * 200)\frac{0.116}{\sqrt{0.05}} = 1141\ V$$

Se calcula la tensión de contacto:

$$E_c = (1000 + 1.5\rho)\frac{0.116}{\sqrt{t}} = (1000 + 1.5 * 200)\frac{0.116}{\sqrt{0.05}} = 674\ V$$

La tensión de paso y contacto son evaluadas en el mismo punto, la tensión de contacto es la que más interesa, toda vez que de las dos es la que menos soporta el cuerpo humano. Por tanto, se debe cumplir que:

$E_c > U_{1m}$, *Donde U representa la tensión que aparece entre dos puntos separados 1 m de la puesta a Tierra. Se hace notar que el valor máximo tanto de la tensión de paso como de contacto es el valor al primer metro de distancia del electrodo. De acuerdo con Roberto Ruelas-Gómez, IEEE Senior Member, podemos determinar si la tensión de contacto cumple con la expresión:*

$$0{,}729(1000\rho + 1{,}5\rho^2)(d_{1e} + d_{1e}^2) > I_g * \sqrt{t}$$
$$0{,}729(1000(200\Omega) + 1{,}5(200\Omega)^2)(0{,}008 + 0{,}008^2) > 3033A * \sqrt{0{,}050s}$$
$$1.528{,}45 > 678{,}2$$

Por lo tanto, concluimos que el sistema de puesta a tierra es seguro para las personas, y en las cercanías al electrodo.

Lo expresado anteriormente es un diseño preliminar, en el momento de la construcción el personal encargado debe verificar nuevamente las medidas de resistividad y en caso de no cumplir con lo expresado en el RETIE, se debe realizar tratamiento al terreno con materiales propios para tal fin. Para garantizar que el sistema de puesta a tierra diseñado, a futuro no tenga inconvenientes por algunas variaciones en el comportamiento del terreno, se recomienda el mejoramiento del sistema, con productos químicos que existen en el mercado como el producto favigel, este cálculo del SPT aplica para los transformadores y para las estructuras terminales de red en Baja Tensión.

SELECCIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA

Para la selección del electrodo para la puesta a tierra se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

El artículo 250-83 c) establece una longitud mínima para electrodos de barras y tuberías de 2,40 m y una sección transversal dependiendo del material y forma del electrodo, así: para barras de hierro o acero el diámetro mínimo será de 15,87 mm, para tubos o conductos el diámetro mínimo será de 12,7mm. No se permiten electrodos de aluminio. El electrodo de puesta a tierra debe cumplir con los requerimientos citados en la norma NTC 2050 artículos 250-81, 250-83 y 250-84. La tabla N° 11 muestra los requerimientos que el RETIE establece para el conductor del electrodo de puesta a tierra.

TIPO DE ELECTRODO	DIMENSIONES MINIMAS			DURACION MINIMA FRENTE A CORROSIÓN	LONGITUD MINIMA
	MATERIALES	DIAMETRO Mm	RECUBRIMIENTO µm		
VARILLA	Cobre	12,7	N/A	Garantizar resistencia a la corrosión mínimo 15 años	2,40 m
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14	100		
	Acero con recubrimiento total en cobre	15	2000		

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

Para la selección del conductor para la puesta a tierra se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones:

Sistema Puesta Tierra Transformador:

El artículo 15.3.2, del RETIE, cita que, para media tensión, se debe seleccionar con la ecuación adoptada de la ANSI/IEE 80. Para la conexión de los DPS, cuba del transformador y bajante del SPT, utilizando cobre desnudo:

$$A_{mm^2} = \frac{I\,K_f\sqrt{t_c}}{1{,}9737} = \frac{1{,}685 * 11{,}78 * \sqrt{0{,}05}}{1{,}9737} = 2.25mm^2$$

Donde,

A_{mm^2} es la sección del conductor en mm^2
I es la corriente de falla a tierra, más común suministrada por el OR (rms en KA)
Kf es la es la constante de la Tabla 15.3, para diferentes materiales y valores de Tm.
t_c es el tiempo de despeje de la falla a tierra
De acuerdo con el resultado obtenido, se utiliza cable de cobre desnudo 4AWG, con una sección de 21,14mm^2.

Sistema Puesta a Tierra Acometida:

Para la selección del conductor para la puesta a tierra de la Acometida de Uso Final, se tuvo en cuenta las siguientes consideraciones de la Tabla 250-94 de la NTC 2050.

Sección Transversal del mayor conductor de acometida o su equivalente para conductores en paralelo				Sección transversal (calibre) del conductor al electrodo de puesta a tierra			
Cobre		Aluminio o aluminio recubierto de cobre		Cobre		Aluminio o aluminio revestido de cobre *	
mm^2	AWG o kcmil	mm^2	AWG o Kcmils	mm^2	AWG o Kcmils	mm^2	AWG o Kcmils
33,62 o menor	2 o menor	53,5 o menor	1/0 o menor	8,36	8	13,29	6
42,2 o 53,5	1o 1/0	67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	13,29	6	21,14	4
67,44 o 85,02	2/0 o 3/0	107,21 o 126,67	4/0 o 250 kcmil	21,14	4	33,62	2
107,21 hasta 177,34	4/0 hasta 350 kcmil	152,01 a 253,35	300 a 500 kcmil	33,62	2	53,50	1/0

Seleccionamos cable de cobre calibre 8AWG, para el SPT de la acometida.

J. CÁLCULO ECONÓMICO DE CONDUCTORES

Los parámetros de diseño se rigen por lo consignado en las normas NTC 4595, NTC 2050 y el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) resolución 180398 del 7 de abril de 2004.

Conductor de red media tensión:

En este caso, utilizamos de base para el cálculo de la Red Monofásica la Potencia del circuito MT-1, que tiene una carga proyectada de 50KVA:

$$I = \frac{S\ (kVA)}{kV} \qquad I = \frac{55kVA}{13.2kV} \qquad I = 4{,}17\ A$$

Esta corriente, con un factor de seguridad del 25%, quedaría en 5,21A, por Criterios de Diseños y Construcción de Redes de Distribución de ELECTROCAQUETÁ S.A. E.S.P. en Media Tensión en zona rural y redes aéreas debemos utilizar como mínimo Cable de Aluminio ACSR 2 AWG en circuitos normales, el cual tiene una capacidad de corriente de 180A, por lo que cumple a cabalidad:

Conductor seleccionado: $Cable\ Aluminio - ACSR - 2\ AWG = 180\ Amp$

Tabla 2.18. *Calibres de conductores según la zona y el tipo de red.*

13,2kV		
CIRCUITOS RAMALES	CALIBRE MÍNIMO PERMITIDO	CALIBRE MÁXIMO PERMITIDO
Urbano	1/0 AWG	4/0 AWG
Rural	2 AWG	4/0 AWG
RED TRONCAL URBANO O RURAL PARA ALIMENTADORES PRINCIPALES	1/0 AWG	4/0 AWG

Fuente: *Electrocaquetá S.A. E.S.P.*

Conductor de red baja tensión Bifásico Trifilar:

Para la selección utilizamos la potencia nominal de los transformadores de mayor capacidad a instalar:

$$I = \frac{S\,(kVA)}{kV} \qquad I = \frac{10kVA}{0{,}240kV} \qquad I = 41{,}67\ A$$

$$I = \frac{S\,(kVA)}{kV} \qquad I = \frac{25kVA}{0{,}240kV} \qquad I = 104{,}17\ A$$

Recurrimos la NTC2050 y catálogos de comerciantes confiables de conductores certificados RETIE, para determinar el calibre del conductor según la corriente y conociendo que son tres conductores portadores de corriente al aire libre.

$$Cable\ Tríplex\ XLPE\ 2x35mm2\ + 35\ mm2\ (2x2 + 2\ AWG)\ =\ 135A$$
$$Cable\ Tríplex\ XLPE\ 2x50mm2\ + 50\ mm2\ (2x1/0 + 1/0\ AWG)\ =\ 184A$$

De acuerdo con las corrientes para cada conductor, seleccionamos el conductor Tríplex 2x35mm² +35 mm² (2x2+2AWG), ya que cumple en ampacidad y por regulación resulta más favorable con lo exigido por la norma. Sin embargo, por regulación para el transformador de 25KVA se selecciona conductor Tríplex 2x50mm² +50 mm² (2x1/0+1/0AWG)

K. VERIFICACIÓN DE LOS CONDUCTORES, DE ACUERDO CON LA NORMA IEC 60909, IEEE 242, CAPÍTULO 9 O EQUIVALENTE.

En los cálculos de regulación se verifica que el conductor seleccionado cumple con ampacidad y regulación de tensión.

L. CÁLCULO MECÁNICO DE ESTRUCTURAS Y DE ELEMENTOS DE SUJECIÓN DE EQUIPOS.

Los equipos y materiales suministrados para el sistema de distribución deberán cumplir con lo estipulado en la Ley y en el RETIE. Realizamos el cálculo para los vanos más representativos en Media y Baja Tensión, con lo cual se aprecia que cumple para los demás vanos.

Calculo mecánico del conductor

La tensión de trabajo del conductor a temperatura promedio, sin carga de viento no puede ser mayor del 25% de su carga de rotura. La tensión del conductor no debe sobrepasar en ningún caso el 50% de la carga de ruptura, con viento y temperatura mínima. Debe tenerse en cuenta el vano regulador, vano peso y vano viento.

Características del conductor

Según catálogos de fabricante, los conductores seleccionados tienen las siguientes características:

Material	ACSR	TRIPLEX Aluminio - XLPE
Calibre	2 AWG	2x2+2 AWG
Denominación	Sparrow	Conch
Diámetro (D)	8mm	20,1mm
Sección	33,64mm2	104mm2
Peso	136kgF/km	398kgF/km
Carga de rotura	1293kgF	1293kgF

Características del viento

Temperatura mínima	0°C
Temperatura media	20°C

Temperatura máxima	50°C
Velocidad máxima del viento (v)	100 km/h

Esfuerzos en los conductores

fc: Esfuerzo del conductor para las condiciones iniciales (sin viento), peso propio del conductor
fc1: Esfuerzo del conductor para las condiciones finales (con viento), resultante del peso del conductor y la fuerza del viento
fv: Fuerza del viento en 1m de conductor

Para el conductor ACSR 2, se tienen los siguientes esfuerzos:

$f_c = 0{,}136\ kg/m$

$f_v = 0{,}0042v^2 * \frac{D}{1000} = 0{,}0042(100km/h)^2\left(\frac{8}{1000}\right)m = 0{,}336kgf/m$

$f_{c1} = \sqrt{f_c^2 + f_v^2} = 0{,}362\ kgf/m$

Para el conductor Triplex Aluminio XLPE 2x2+2 AWG, se tienen los siguientes esfuerzos:

$f_c = 0{,}398\ kg/m$

$f_v = 0{,}0042v^2 * \frac{D}{1000} = 0{,}0042\left(\frac{100km}{h}\right)^2\left(\frac{20{,}1}{1000}\right)m = 0{,}844kgf/m$

$f_{c1} = \sqrt{f_c^2 + f_v^2} = 0{,}933\ kgf/m$

Distancias mínimas de seguridad

Separación entre conductores

Para disposición horizontal:

$$e = k\sqrt{F + L} + \frac{Kv}{150}m$$

k: 0,75 coeficiente para ACSR
F: Flecha máxima (m)
L: Longitud de la cadena de aisladores (m). L=0 si el conductor está soportado en espigo, o es estructura terminal, 0, 43 en 13,2kV con cadenas de aisladores.

Separación entre conductores ACSR 2AWG vanos estándar.

Vano [m]	Flecha [m]	Separación en espigo [m]	Separación en cadena [m]
0	0	0,09	0,58
20	0,03	0,22	0,60
40	0,09	0,31	0,63
60	0,19	0,41	0,68
80	0,34	0,53	0,75
100	0,53	0,63	0,82
150	1,19	0,91	1,04
200	2,11	1,18	1,28
250	3,29	1,45	1,53

Vano [m]	Flecha [m]	Separación en espigo [m]	Separación en cadena [m]
300	4,74	1,72	1,79
350	6,45	1,99	2,06
400	8,42	2,26	2,32
450	10,66	2,54	2,59
500	13,16	2,81	2,85
550	15,93	3,08	3,12
600	18,96	3,35	3,39
650	22,26	3,63	3,66
700	25,82	3,90	3,93

Este cálculo no aplica para la red trenzada toda vez que son conductores aislados que se encuentran en contacto físico aislado en trenza. Para efectos de cálculos mecánicos se considera como un solo conductor, y se tienen en cuenta las flechas para el cálculo de los vanos.

Vano [m]	2x2+2 AWG Flecha [m]
0	0
20	0,07
40	0,25
60	0,56
80	0,99
100	1,54
150	3,47
200	6,17
250	9,64
300	13,9
350	18,93
400	24,75

Calculo mecánico de los apoyos

Fuerza del viento sobre los conductores

Para conductor ACSR 2 AWG.

$$FV = 0.0042 * v^2 * D * L * N$$

Dónde,

v: Velocidad del viento = 100km/h
D: Diámetro del conductor = 0,008 m
L: Longitud del vano viento = m
N: Número de conductores = 2

$FV = 0{,}336 * L$ *para un conductor*
$FV = 0{,}672 * L$ *para dos conductores*

Para conductor Tríplex XLPE 2x2+2 AWG.

$$FV = 0.0042 * v^2 * D * L * N$$

v: Velocidad del viento = 100km/h
D: Diámetro del conductor = 0,0201 m
L: Longitud del vano viento = m

N: Número de conductores = 1 (Aunque son 3 conductores, se toma como uno toda vez que están trenzados)
$FV = 0{,}844 * L$ *para un conductor*

Resumen Fuerza del viento sobre los diferentes conductores con sus respectivos vanos viento (Cálculo para la red de Media Tensión y Baja Tensión)

Vano Tipo	Vano viento [m]	ACSR 2 AWG [kgF]	Vano viento [m]	Tríplex XLPE 2x2+2 [kgF]
0	-	-		
20	10,0	6,7		
40	20,0	13,4		
60	30,0	20,2		
80	40,0	26,9		
100	50,0	33,6		
150	75,0	50,4		
200	100,0	67,2		
250	125,0	84,0		
300	150,0	100,8		
350	175,0	117,6		
400	200,0	134,4		
450	225,0	151,2		
500	250,0	168,0		
550	275,0	184,8		
600	300,0	201,6		
650	325,0	218,4		
700	350,0	235,2		
0			-	-
20			10,0	8,4
40			20,0	16,9
60			30,0	25,3
80			40,0	33,8
100			50,0	42,2
150			75,0	63,3
200			100,0	84,4
250			125,0	105,5
300			150,0	126,6
350			175,0	147,7
400			200,0	168,8

Fuerza del viento sobre los apoyos

Se calcula para postes con cargas de rotura en la punta.

$$FVA = 0{,}0042 * v^2 * H * \frac{(d_1 + d_2)}{2}$$

H: altura libre del poste en m
d1: diámetro del poste a nivel del terreno
d2: diámetro del poste en la punta

Longitud del poste (m)	8	8	12	12
Carga de rotura (kg)	510	750	510	750
Empotramiento (m)	1,4	1,4	1,8	1,8
H: Altura libre del poste (m)	6,6	6,6	10,2	10,2
d: Diámetro en la base (m)	0,26	0,28	0,32	0,34
d_1: Diámetro a nivel de terreno (m)	0,24	0,26	0,29	0,31

d_2: Diámetro en la punta (m)	0,14	0,16	0,14	0,16
FVA (Kg)	52,7	58,2	92,1	100,7

Fuerza por cambio de dirección (ángulo)

$$FT = 2t\, sen\frac{\alpha}{2} * N$$

Para un conductor 2 AWG:
t: Tensión máxima del conductor [50% carga rotura]=646.5 kgf
N: Número de conductores = 2

$$FT = 2(646.5kgf)sen\frac{\alpha}{2} * 2 = 2586kgF * sen\frac{\alpha}{2}$$

Para un conductor Cuádruples 2x2+2 AWG es
t: Tensión máxima del conductor [50% carga rotura]=636 kgf
N: Número de conductores = 1

$$FT = 2(636kgf)sen\frac{\alpha}{2} = 1272kgF * sen\frac{\alpha}{2}$$

No hay ángulos representativos en las redes de distribución, y aquellos que lo presentan se contrarrestan su sistema de anclaje o templete o poste reforzado.

CALCULO MOMENTOS

Para las estructuras se debe cumplir que:

$$\boldsymbol{MR \geq MV + MP + MT}$$

MR: Momento de la resistencia del poste (kgf-m)
MV: Momento debido al viento en los conductores (kgf-m)
MP: Momento debido al viento en el poste (kgf-m)
MT: Momento debido al cambio de dirección de la línea (kgf-m)

$$\boldsymbol{MR = H * \frac{Cr}{k}}$$

H: Altura libre del poste (m)
Cr: Carga de rotura del poste (kg)
K: Factor de seguridad = 2,5

Longitud del poste (m)	8	8	12	12
Carga de rotura (kgf)	510	750	510	750
Altura libre (m)	6,6	6,6	10,2	10,2
MR (kgf-m)	1346,4	1980,0	2080,8	3060,0

$$\boldsymbol{MV = Hc * FV}$$

FV: Fuerza del viento en los conductores (kgf)
Hc: Altura del amarre de los conductores (m)

Vano Tipo	Altura del amarre [m]	ACSR 2 AWG [kgF-m]	Altura del amarre [m]	Triplex XLPE 2x2+2 [kgF-m]
-	-	-		-
20,0	9,2	61,8		
40,0	9,2	123,6		

Vano Tipo	Altura del amarre [m]	ACSR 2 AWG [kgF-m]	Altura del amarre [m]	Triplex XLPE 2x2+2 [kgF-m]
60,0	9,2	185,5		
80,0	9,2	247,3		
100,0	9,2	309,1		
150,0	9,2	463,7		
200,0	9,2	618,2		
250,0	9,2	772,8		
300,0	9,2	927,4		
350,0	9,2	1.081,9		
400,0	9,2	1.236,5		
450,0	9,2	1.391,0		
500,0	9,2	1.545,6		
550,0	9,2	1.700,2		
600,0	9,2	1.854,7		
650,0	9,2	2.009,3		
700,0	9,2	2.163,8		
750,0	9,2	2.318,4		
800,0	9,2	2.473,0		
0	-	-	-	-
20	-	-	6,2	52,3
40	-	-	6,2	104,7
60	-	-	6,2	157,0
80	-	-	6,2	209,3
100	-	-	6,2	261,6
150	-	-	6,2	392,5
200	-	-	6,2	523,3
250	-	-	6,2	654,1
300	-	-	6,2	784,9
350	-	-	6,2	915,7
400	-	-	6,2	1.046,6

$$\boldsymbol{MP = Hp * FVA}$$

Hp: Altura de aplicación de la fuerza del viento sobre el poste (m)
FVA: Fuerza del viento sobre los apoyos

$$Hp = \frac{H}{3} * \frac{d_1 + 2d_2}{d_1 + d_2}$$

Longitud del poste (m)	8	8	12	12
Carga de rotura (kgf)	510	750	510	750
Altura Hp (m)	3,01	3,01	4,51	4,51
MP (kgf-m)	158,6	175,2	415,4	454,2

$$\boldsymbol{MT = Ha * FT}$$

Ha: Altura de amarre de los conductores
FT: Fuerza debida al cambio de dirección de conductores

No se presentan cambios de dirección significativos, y los que lo tenga, cuentan con su respectivo sistema de anclaje

Selección de postes:

Vano Tipo [m]	Altura Poste [m]	Carga de rotura [kgF]	MR [kgF-m]	MV [kgF-m]	MP [kgF-m]	MT [kgF-m]	Diferencia [kgF-m]
-	12	510	2.081	-	415	-	1.666

Vano Tipo [m]	Altura Poste [m]	Carga de rotura [kgF]	MR [kgF-m]	MV [kgF-m]	MP [kgF-m]	MT [kgF-m]	Diferencia [kgF-m]
20,0	12	510	2.081	62	415	-	1.604
40,0	12	510	2.081	124	415	-	1.542
60,0	12	510	2.081	185	415	-	1.480
80,0	12	510	2.081	247	415	-	1.419
100,0	12	510	2.081	309	415	-	1.357
150,0	12	510	2.081	464	415	-	1.202
200,0	12	510	2.081	618	415	-	1.048
250,0	12	510	2.081	773	415	-	893
300,0	12	510	2.081	927	415	-	738
350,0	12	510	2.081	1.082	415	-	584
400,0	12	510	2.081	1.236	415	-	429
450,0	12	510	2.081	1.391	415	-	275
500,0	12	510	2.081	1.546	415	-	120
550,0	12	750	3.060	1.700	532	-	828
600,0	12	750	3.060	1.855	532	-	673
650,0	12	750	3.060	2.009	532	-	519
700,0	12	750	3.060	2.164	532	-	364
0	8	510	1.346	-	159	-	1.187
20	8	510	1.346	52	159	-	1.135
40	8	510	1.346	105	159	-	1.083
60	8	510	1.346	157	159	-	1.030
80	8	510	1.346	209	159	-	978
100	8	510	1.346	262	159	-	926
150	8	510	1.346	392	159	-	795
200	8	510	1.346	523	159	-	664
250	8	510	1.346	654	159	-	533
300	8	510	1.346	785	159	-	402
350	8	510	1.346	916	159	-	272
400	8	510	1.346	1.047	159	-	141

Selección de estructuras

De acuerdo con el RETIE artículo 24.3 SUBESTACIONES EN POSTE, que señala que "Se podrán instalar subestaciones con transformador en poste, sin ningún tipo de encerramiento, siempre que no supere 250 kVA ni 800 kgf de peso. Los transformadores menores o iguales a 112,5 kVA y con un peso inferior a 600 kgf, se deben instalar en un solo poste que tenga una resistencia de rotura no menor a 510 kgf..."

Estructuras Media Tensión:

NC510 Alineamiento Monofásica disposición central
NC512 Alineamiento Monofásica disposición central en ángulo
NC514 Terminal Monofásica disposición central
NC515 Retención Monofásica disposición central
NC505 Terminal Monofásica poste sencillo
NC506 Retención Monofásica poste sencillo
NC731 Seccionamiento Monofásico disposición central
NC710 Montaje Transformador Monofásico

Estructuras Baja Tensión

LA320 Alineamiento Red Trenzada
LA321 Terminal Red Trenzada

M. CÁLCULO Y COORDINACIÓN DE PROTECCIONES CONTRA SOBRE CORRIENTES

SOBRECORRIENTES MT

Transformadores:

$$I = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{5\ kVA}{13.2\ kV} \qquad I = 0{,}378\ A \quad \approx 1A$$

$$I = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{10\ kVA}{13.2\ kV} \qquad I = 0{,}757\ A \quad \approx 1A$$

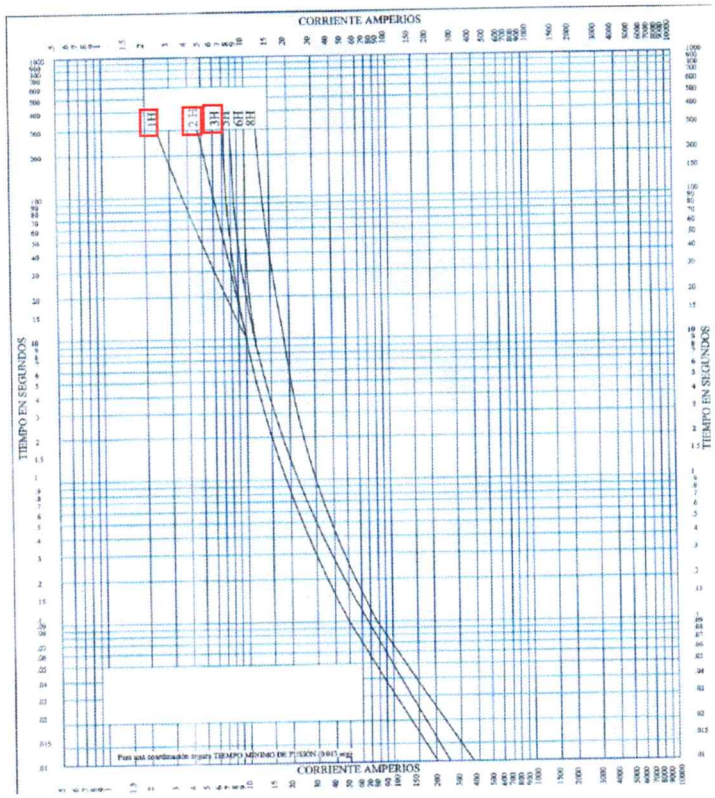
$$I = \frac{Potencia\ en\ (VA)}{Tensión\ (V)} = \frac{25\ kVA}{13.2\ kV} \qquad I = 1{,}89\ A \quad \approx 2A$$

Se seleccionan fusibles con capacidades de 1A, para los transformadores de 5KVA y 10KVA, y de 2A para el transformador de 25KVA, tipo H en cortacircuitos de 15 KV – 100 Amperios.

Seccionadores:

Seccionador	Potencia	Latitud	Longitud	Observación	Corriente [A]	Fusible [A]
SEC-1	55 KVA	0°57'54.1"N	74°59'58.1"W	Principal	4,17	4
SEC-2	10 KVA	0°55'34.9"N	75°00'43.6"W	Secundario	0,76	1
SEC-3	25 KVA	0°53'54.2"N	75°01'14.9"W	Secundario	1,89	2
SEC-4	5 KVA	0°58'04.9"N	75°21'06.8"W	Principal	0,38	1
SEC-5	35 KVA	0°58'04.9"N	75°21'06.8"W	Principal	2,65	3
SEC-6	15 KVA	0°56'15.8"N	75°21'18.4"W	Secundario	1,14	1
SEC-7	40 KVA	2°02'18.7"N	74°57'27.7"W	Principal	3,03	3
SEC-8	15 KVA	1°37'07.1"N	75°34'29.8"W	Principal	1,14	1
SEC-9	5 KVA	1°37'10.1"N	75°34'23.5"W	Principal	0,38	1
SEC-10	15 KVA	1°37'09.4"N	75°34'21.0"W	Principal	1,14	1
SEC-11	10 KVA	1°36'58.4"N	75°34'12.0"W	Principal	0,76	1
SEC-12	5 KVA	1°24'32.6"N	75°53'03.4"W	Principal	0,38	1
SEC-13	20 KVA	1°10'32.2"N	76°02'50.9"W	Principal	1,52	2
SEC-14	5 KVA	1°09'30.5"N	76°02'11.9"W	Principal	0,38	1
SEC-15	10 KVA	1°09'22.8"N	76°02'04.0"W	Principal	0,76	1
SEC-16	10 KVA	1°08'44.7"N	76°02'18.7"W	Principal	0,76	1

Para los seccionadores, tipo H en cortacircuitos de 15 KV – 100 Amperios.



Sobretensiones

Tensión de línea	$U_m = 13.2kV$
Tensión de fase	$U_f = {U_m}/{\sqrt{3}} = 7{,}62kV$
Tensión de operación de la válvula	$1.4xU_f$
Tensión de operación de la válvula	$10.67kV$
Se selecciona un DPS de	*12 kV – 10 kA*

Se trata de minimizar los efectos de las fallas en los distintos elementos que componen la línea eléctrica. Para intentar dejar fuera de servicio la menor porción de línea posible, la protección que primero debe actuar es la que se encuentra más próxima a la falla "aguas arriba".

Para evitar que se solapen las actuaciones de los distintos elementos de protección y actúen los dispositivos más alejados antes que los más próximos a la falla, el tiempo máximo de apertura del dispositivo más próximo debe ser menor que el tiempo mínimo de actuación del siguiente dispositivo más cercano a la citada falla. En el caso de este análisis marcamos unos márgenes que delimitan la actuación de cada dispositivo. Estos son:

El primero en operar será el Breaker ubicado en el tablero de distribución del tablero de Distribución de cada local los cuales serán principalmente de 15-20A, a los 8 milisegundos, posteriormente el totalizador/Breaker de corte de dicho tablero. Posteriormente, con el empleo del seccionador fusible entre la conexión a la línea de M.T. y la borne de la autoválvula, de expulsión dual a los 300 milisegundos. Luego deberá actuar el fusible de respaldo a los 5 segundos ubicado en el seccionador del alimentador. Y finalmente operara el reconectador de 15 Kv a los 10 segundos, por tanto, se está dando cumplimiento a la coordinación de protecciones.

Como se ha dicho anteriormente, se ha de comparar la intensidad de cortocircuito con el máximo poder de corte del eslabón instalado en el seccionador –fusible.

N. CÁLCULOS DE CANALIZACIONES (TUBO, DUCTOS, CANALETAS Y ELECTRODUCTOS) Y VOLUMEN DE ENCERRAMIENTOS (CAJAS, TABLEROS, CONDULETAS, ETC.).

De acuerdo con el NTC 2050 y el NEC, para un sólo conductor se puede ocupar como máximo el 53% del área interna del Conduit, para dos conductores el 31% y para tres conductores o más, máximo el 40%; esto es utilizado como criterio para determinar el porcentaje de ocupación de la tubería conduit de acuerdo con el calibre seleccionado.

Para seleccionar las dimensiones y porcentaje de ocupación de los ductos se utilizó la norma NTC 2050 en las tablas C9 para tubos Conduit rígido de PVC Schedule 80 y la tabla C1 para tuberías eléctricas metálicas tipo EMT. Sin embargo, para el cálculo se espacios ocupados por los conductores en los ductos tenemos:

Para este proyecto se utilizó ductería PVC de ½", ¾" 1" y tubería metálica IMC 1" y ½".

O. CÁLCULOS DE PERDIDAS DE ENERGIA, TENIENDO EN CUENTA LOS EFECTOS DE ARMONICOS Y FACTOR DE POTENCIA.

El proyecto considera en su gran mayoría cargas de motores, teniendo esto en cuenta se considera un factor de potencia promedio de 0.9

Para esto empleamos la ecuación de $\%P = \frac{i^2 * r * l}{S*0,9}$ *con sus correspondientes unidades:*

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Resistencia	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Corriente	Pérdidas	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		Ohm/km	m	Usuarios			[A]	Parcial %	Acumulada%
TR-1 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	65	1	1,31	1,52	6,34	0,002	0,002
TR-2 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	222	1	1,31	1,52	6,34	0,006	0,006
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	485	1	1,31	1,52	6,34	0,013	0,013
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	422	1	1,31	1,52	6,34	0,011	0,011
	0	4	2	XLPE	2F	1,003	494	1	1,31	1,52	6,34	0,013	0,013
TR-3 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	344	1	1,31	1,52	6,34	0,009	0,009
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	354	1	1,31	1,52	6,34	0,009	0,009
TR-4 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	350	1	1,31	1,52	6,34	0,009	0,009
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	275	2	2,05	2,38	9,92	0,011	0,011
	2	3	2	XLPE	2F	1,003	177	1	1,31	1,52	6,34	0,005	0,016
TR-5 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	174	1	1,31	1,52	6,34	0,005	0,005
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	506	1	1,31	1,52	6,34	0,013	0,013
TR-6 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	2	2,05	2,38	9,92	0,000	0,000
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	313	1	1,31	1,52	6,34	0,008	0,008
TR-7 - 25KVA			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	19	11,43	13,27	55,29	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	33	15	9,43	10,95	45,63	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	36	11	7,36	8,54	35,58	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	66	6	4,58	5,32	22,15	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	11	7,36	8,54	35,58	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	8	5,72	6,64	27,68	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	45	6	4,58	5,32	22,15	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	49	3	2,73	3,17	13,21	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	14	4	3,37	3,91	16,31	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	39	3	2,73	3,17	13,21	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	29	2	2,05	2,38	9,92	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	41	2	2,05	2,38	9,92	0,000	0,000
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	358	1	1,31	1,52	6,34	0,000	0,000
TR-8 -E - 10KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	360	1	1,31	1,52	6,34	0,010	0,010

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Resistencia	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Corriente [A]	Pérdidas	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		Ohm/km	m	Usuarios				Parcial %	Acumulada%
TR-9 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	387	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	365	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	424	1	1,31	1,52	6,34	0,011	**0,011**
TR-10 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	394	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	218	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	421	1	1,31	1,52	6,34	0,011	**0,011**
	0	4	2	XLPE	2F	1,003	213	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
TR-11 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
	0	1	2	XLPE	2F	1,003	62	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	390	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
TR-12 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
TR-13 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	527	1	1,31	1,52	6,34	0,014	**0,014**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	526	1	1,31	1,52	6,34	0,014	**0,014**
TR-14 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
	0	1	2	XLPE	2F	1,003	374	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	268	1	1,31	1,52	6,34	0,007	**0,007**
TR-15 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	322	1	1,31	1,52	6,34	0,009	**0,009**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	238	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	292	1	1,31	1,52	6,34	0,008	**0,008**
TR-16 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	220	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	222	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	302	1	1,31	1,52	6,34	0,008	**0,008**
TR-17 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	106	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
TR-18 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	61	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
TR-19 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	125	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
TR-20 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	260	1	1,31	1,52	6,34	0,007	**0,007**
TR-21 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	581	1	1,31	1,52	6,34	0,015	**0,015**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	210	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	420	1	1,31	1,52	6,34	0,011	**0,011**
TR-22 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	100	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	135	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
TR-23 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
	0	02	2	XLPE	2F	1,003	182	2	2,05	2,38	9,92	0,008	0,008
	02	2	2	XLPE	2F	1,003	240	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,014**
	02	3	2	XLPE	2F	1,003	122	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,011**
	0	4	2	XLPE	2F	1,003	451	1	1,31	1,52	6,34	0,012	**0,012**
	0	5	2	XLPE	2F	1,003	396	1	1,31	1,52	6,34	0,010	**0,010**
TR-24 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	325	1	1,31	1,52	6,34	0,009	**0,009**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	524	1	1,31	1,52	6,34	0,014	**0,014**
TR-25 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	78	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	143	2	2,05	2,38	9,92	0,006	0,006
	3	3	2	XLPE	2F	1,003	31	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,007**
TR-26 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	79	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	74	3	2,73	3,17	13,21	0,004	0,004
	2	3	2	XLPE	2F	1,003	68	2	2,05	2,38	9,92	0,003	0,007
	3	4	2	XLPE	2F	1,003	85	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,009**
TR-27 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
	0	1	2	XLPE	2F	1,003	28	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,001**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	126	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Resistencia	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Corriente	Pérdidas	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		Ohm/km	m	Usuarios			[A]	Parcial %	Acumulada%
TR-28 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	77	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	66	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
TR-29 - 10KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	106	2	2,05	2,38	9,92	0,004	0,004
	1	2	2	XLPE	2F	1,003	115	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,007**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	56	4	3,37	3,91	16,31	0,004	0,004
	3	4	2	XLPE	2F	1,003	64	3	2,73	3,17	13,21	0,004	0,007
	4	5	2	XLPE	2F	1,003	56	2	2,05	2,38	9,92	0,002	0,010
	4	5	2	XLPE	2F	1,003	24	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,010**
	0	6	2	XLPE	2F	1,003	65	3	2,73	3,17	13,21	0,004	0,004
	6	7	2	XLPE	2F	1,003	31	2	2,05	2,38	9,92	0,001	0,005
	7	8	2	XLPE	2F	1,003	22	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,005**
TR-30 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	212	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	60	4	3,37	3,91	16,31	0,004	0,004
	2	3	2	XLPE	2F	1,003	212	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,010**
			2	XLPE	2F	1,003	148	3	2,73	3,17	13,21	0,008	0,012
			2	XLPE	2F	1,003	110	2	2,05	2,38	9,92	0,005	0,017
			2	XLPE	2F	1,003	88	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,019**
TR-31 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	73	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	169	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
TR-32 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	697	1	1,31	1,52	6,34	0,018	**0,018**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	456	1	1,31	1,52	6,34	0,012	**0,012**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	158	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
	0	4	2	XLPE	2F	1,003	154	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
TR-33 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	101	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	96	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
TR-34 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	36	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,001**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	453	1	1,31	1,52	6,34	0,012	**0,012**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	507	1	1,31	1,52	6,34	0,013	**0,013**
TR-35 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	1,003	0	1	1,31	1,52	6,34	0,000	**0,000**
TR-36 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	422	1	1,31	1,52	6,34	0,011	**0,011**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	302	1	1,31	1,52	6,34	0,008	**0,008**
	0	3	2	XLPE	2F	1,003	355	1	1,31	1,52	6,34	0,009	**0,009**
TR-37 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	117	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	72	3	2,73	3,17	13,21	0,004	0,004
	2	3	2	XLPE	2F	1,003	64	2	2,05	2,38	9,92	0,003	0,007
	3	4	2	XLPE	2F	1,003	31	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,007**
TR-38 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	101	1	1,31	1,52	6,34	0,003	**0,003**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	212	1	1,31	1,52	6,34	0,006	**0,006**
TR-39 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	164	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	448	1	1,31	1,52	6,34	0,012	**0,012**
TR-40 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	68	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	81	1	1,31	1,52	6,34	0,002	**0,002**
TR-41 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	1,003	167	1	1,31	1,52	6,34	0,004	**0,004**
	0	2	2	XLPE	2F	1,003	180	2	2,05	2,38	9,92	0,007	0,007
	2	3	2	XLPE	2F	1,003	40	1	1,31	1,52	6,34	0,001	**0,009**

Teniendo en cuenta la norma Electrocaquetá, se estima un porcentaje de pérdidas de energía máximo del 2.7% y 5,50% en potencia, para redes de baja tensión, lo cual indica que el porcentaje de perdidas obtenidas para la acometida de baja tensión se encuentra por debajo de este límite.

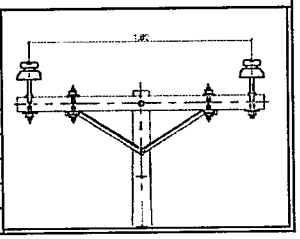
P. CÁLCULOS DE REGULACIÓN.

Las constantes especificadas son para circuitos trifásicos de media tensión a 13,2kV y baja tensión, con tensiones de 0,22 kV, de acuerdo con las Normas para el Diseño y Construcción del Sistema de Distribución de ELECTROCAQUETA y constante de fabricantes para regulación de Tensión:

Los valores manejados en el proyecto corresponden a los solicitados por la norma ELECTROCAQUETA S.A. ESP, y reglamento (RETIE); en las tablas seguidas, se mostrará la regulación para la red de Media y Baja Tensión.

Según la norma de ELECTROCAQUETA S.A. ESP es permisible un máximo en zona rural DE 3% en MT y 4% en BT.

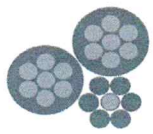
MEDIA TENSIÓN

RED AEREA ABIERTA MT - DISPOSICION BIFASICA HORIZONTAL FP 0,9								
CALIBRE [AWG ó kcmil]	R Equiv 25 °C máx. fase [Ω / Km]	XL [Ω / Km]	K [% / kVA-m]	In. Aéreo [A]	Tensión de Servicio [V]	Material	Sistema	
2	1,040	0,4787	1,1379E-06	180	13200	ALUMINIO	2ϕ, 2 hilos	
1/0	0,654	0,4613	7,8502E-07	230	13200	ALUMINIO	2ϕ, 2 hilos	
2/0	0,519	0,4526	6,6046E-07	270	13200	ALUMINIO	2ϕ, 2 hilos	
4/0	0,327	0,4352	4,8114E-07	340	13200	ALUMINIO	2ϕ, 2 hilos	
266,8	0,263	0,4253	4,1959E-07	460	13200	ALUMINIO	2ϕ, 2 hilos	

TRAMO		Longitud (m)	Tipo	KVA	Momento	CONDUCTOR		Constante	Regulación	
Inicio	Final				KVA x m	AWG	Tipo	K	Parcial %	Acumulada %
SEC-1	TR-1	4033	2Ø	55	221815	2	ACSR	1,138E-06	0,252	0,252
TR-1	SEC-2	969	2Ø	50	48450	2	ACSR	1,138E-06	0,055	0,308
SEC-2	TR-2	1333	2Ø	10	13330	2	ACSR	1,138E-06	0,015	0,323
TR-2	TR-3	768	2Ø	5	3840	2	ACSR	1,138E-06	0,004	**0,327**
SEC-2	TR-4	1668	2Ø	40	66720	2	ACSR	1,138E-06	0,076	0,383
TR-4	TR-5	802	2Ø	35	28070	2	ACSR	1,138E-06	0,032	0,415
TR-5	TR-6	958	2Ø	30	28740	2	ACSR	1,138E-06	0,033	0,448
TR-6	TR-7	676	2Ø	25	16900	2	ACSR	1,138E-06	0,019	**0,467**
SEC-4	TR-09	1013	2Ø	5	5065	2	ACSR	1,138E-06	0,006	**0,006**
SEC-5	TR-10	1920	2Ø	35	67200	2	ACSR	1,138E-06	0,076	0,076
TR-10	TR-11	716	2Ø	30	21480	2	ACSR	1,138E-06	0,024	0,101
TR-11	TR-12	1215	2Ø	25	30375	2	ACSR	1,138E-06	0,035	0,135
TR-12	TR-13	841	2Ø	5	4205	2	ACSR	1,138E-06	0,005	**0,140**
TR-12	TR-14	981	2Ø	15	14715	2	ACSR	1,138E-06	0,017	0,152
TR-14	01	498	2Ø	10	4980	2	ACSR	1,138E-06	0,006	0,158
01	TR-15	686	2Ø	5	3430	2	ACSR	1,138E-06	0,004	**0,162**
01	TR-16	887	2Ø	5	4435	2	ACSR	1,138E-06	0,005	**0,163**
SEC-7	TR-17	1276	2Ø	40	51040	2	ACSR	1,138E-06	0,058	0,058
TR-17	TR-18	901	2Ø	35	31535	2	ACSR	1,138E-06	0,036	0,094
TR-18	TR-19	298	2Ø	30	8940	2	ACSR	1,138E-06	0,010	0,104
TR-19	TR-20	670	2Ø	25	16750	2	ACSR	1,138E-06	0,019	0,123
TR-20	TR-21	1263	2Ø	20	25260	2	ACSR	1,138E-06	0,029	0,152
TR-21	TR-22	1159	2Ø	5	5795	2	ACSR	1,138E-06	0,007	**0,159**
TR-21	02	1318	2Ø	10	13180	2	ACSR	1,138E-06	0,015	0,167
02	TR-23	182	2Ø	5	910	2	ACSR	1,138E-06	0,001	**0,168**
02	TR-24	610	2Ø	5	3050	2	ACSR	1,138E-06	0,003	**0,170**
SEC-8	TR-25	0	2Ø	10	0	2	ACSR	1,138E-06	0,000	0,000
TR-25	TR-26	412	2Ø	5	2060	2	ACSR	1,138E-06	0,002	**0,002**
SEC-9	TR-27	169	2Ø	5	845	2	ACSR	1,138E-06	0,001	**0,001**
SEC-10	TR-28	0	2Ø	15	0	2	ACSR	1,138E-06	0,000	0,000
TR-28	TR-29	589	2Ø	10	5890	2	ACSR	1,138E-06	0,007	**0,007**

TRAMO		Longitud (m)	Tipo	KVA	Momento	CONDUCTOR		Constante	Regulación	
Inicio	Final				KVA x m	AWG	Tipo	K	Parcial %	Acumulada %
SEC-11	TR-30	131	2Ø	5	655	2	ACSR	1,138E-06	0,001	**0,001**
SEC-11	TR-31	691	2Ø	5	3455	2	ACSR	1,138E-06	0,004	**0,005**
SEC-12	TR-32	551	2Ø	5	2755	2	ACSR	1,138E-06	0,003	**0,003**
SEC-13	TR-33	1633	2Ø	20	32660	2	ACSR	1,138E-06	0,037	0,037
TR-33	03	1172	2Ø	15	17580	2	ACSR	1,138E-06	0,020	0,057
03	TR-34	89	2Ø	10	890	2	ACSR	1,138E-06	0,001	0,058
TR-34	TR-35	1301	2Ø	5	6505	2	ACSR	1,138E-06	0,007	**0,066**
03	TR-36	565	2Ø	5	2825	2	ACSR	1,138E-06	0,003	**0,060**
SEC-14	TR-37	231	2Ø	5	1155	2	ACSR	1,138E-06	0,001	**0,001**
SEC-15	TR-38	0	2Ø	10	0	2	ACSR	1,138E-06	0,000	0,000
TR-38	TR-39	556	2Ø	5	2780	2	ACSR	1,138E-06	0,003	**0,003**
SEC-16	TR-40	266	2Ø	10	2660	2	ACSR	1,138E-06	0,003	0,003
TR-40	TR-41	632	2Ø	5	3160	2	ACSR	1,138E-06	0,004	**0,007**

Baja Tensión

RED TRENZADA BT- BIFASICA 240-120 V, FP 0,9								
CALIBRE [AWG ó kcmil]	R Equiv 25 °C máx. fase [Ω / Km]	XL [Ω / Km]	K [% / kVA-m]	In. Aéreo [A]	Tensión de Servicio [V]	Material	Sistema	
2x35mm2 +35 mm2	1,003	0,104	3,7955E-03	135	240/120	ALUMINIO	2ϕ, 3hilos	
2x35 mm2+50mm2	1,003	0,104	3,2918E-03	135	240/120	ALUMINIO	2ϕ, 3hilos	
2x50 mm2+50mm2	0,702	0,098	2,3421E-03	184	240/120	ALUMINIO	2ϕ, 3hilos	
2x70 mm2+70mm2	0,502	0,095	1,7125E-03	212	240/120	ALUMINIO	2ϕ, 3hilos	
2x95 mm2+95 mm2	0,370	0,092	1,2955E-03	288	240/120	ALUMINIO	2ϕ, 3hilos	

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Constante	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Momento	Regulación	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		K	m	Usuarios				Parcial %	Acumulada%
TR-1 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	65	1	1,31	1,52	98,86	0,375	**0,38**
TR-2 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	222	1	1,31	1,52	337,63	1,281	**1,28**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	485	1	1,31	1,52	737,62	2,800	**2,80**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	422	1	1,31	1,52	641,81	2,436	**2,44**
	0	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	494	1	1,31	1,52	751,31	2,852	**2,85**
TR-3 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	344	1	1,31	1,52	523,18	1,986	**1,99**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	354	1	1,31	1,52	538,39	2,043	**2,04**
TR-4 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	350	1	1,31	1,52	532,30	2,020	**2,02**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	275	2	2,05	2,38	654,90	2,486	2,49
	2	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	177	1	1,31	1,52	269,19	1,022	**3,51**
TR-5 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	174	1	1,31	1,52	264,63	1,004	**1,00**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	506	1	1,31	1,52	769,56	2,921	**2,92**
TR-6 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	2	2,05	2,38	0,00	0,000	**0,00**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	313	1	1,31	1,52	476,03	1,807	**1,81**
TR-7 - 25KVA	0	1	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	19	11,43	13,27	424,60	0,668	0,67
	1	2	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	33	15	9,43	10,95	361,38	0,569	1,24
	2	3	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	36	11	7,36	8,54	307,41	0,484	1,72
	3	4	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	66	6	4,58	5,32	350,83	0,552	**2,27**
	0	5	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	11	7,36	8,54	273,25	0,430	0,43
	5	6	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	32	8	5,72	6,64	212,55	0,334	0,76
	6	7	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	45	6	4,58	5,32	239,20	0,376	1,14
	7	8	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	49	3	2,73	3,17	155,32	0,244	**1,38**
	0	9	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	14	4	3,37	3,91	54,79	0,086	0,09
	9	10	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	39	3	2,73	3,17	123,62	0,194	0,28
	10	11	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	29	2	2,05	2,38	69,06	0,109	0,39
	11	12	1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	41	2	2,05	2,38	97,64	0,154	**0,54**

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Constante	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Momento	Regulación	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		K	m	Usuarios				Parcial %	Acumulada%
			1/0	XLPE	3F	1,5732E-03	358	1	1,31	1,52	544,47	0,857	**1,14**
TR-8 -E - 10KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	360	1	1,31	1,52	547,51	2,078	**2,08**
TR-9 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	387	1	1,31	1,52	588,58	2,234	**2,23**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	365	1	1,31	1,52	555,12	2,107	**2,11**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	424	1	1,31	1,52	644,85	2,448	**2,45**
TR-10 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	394	1	1,31	1,52	599,22	2,274	**2,27**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	218	1	1,31	1,52	331,55	1,258	**1,26**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	421	1	1,31	1,52	640,29	2,430	**2,43**
	0	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	213	1	1,31	1,52	323,95	1,230	**1,23**
TR-11 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	62	1	1,31	1,52	94,29	0,358	**0,36**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	390	1	1,31	1,52	593,14	2,251	**2,25**
TR-12 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
TR-13 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	527	1	1,31	1,52	801,50	3,042	**3,04**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	526	1	1,31	1,52	799,98	3,036	**3,04**
TR-14 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	374	1	1,31	1,52	568,81	2,159	**2,16**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	268	1	1,31	1,52	407,59	1,547	**1,55**
TR-15 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	322	1	1,31	1,52	489,72	1,859	**1,86**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	238	1	1,31	1,52	361,97	1,374	**1,37**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	292	1	1,31	1,52	444,09	1,686	**1,69**
TR-16 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	220	1	1,31	1,52	334,59	1,270	**1,27**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	222	1	1,31	1,52	337,63	1,281	**1,28**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	302	1	1,31	1,52	459,30	1,743	**1,74**
TR-17 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	106	1	1,31	1,52	161,21	0,612	**0,61**
TR-18 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	61	1	1,31	1,52	92,77	0,352	**0,35**
TR-19 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	125	1	1,31	1,52	190,11	0,722	**0,72**
TR-20 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	260	1	1,31	1,52	395,43	1,501	**1,50**
TR-21 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	581	1	1,31	1,52	883,63	3,354	**3,35**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	210	1	1,31	1,52	319,38	1,212	**1,21**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	420	1	1,31	1,52	638,77	2,424	**2,42**
TR-22 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	100	1	1,31	1,52	152,09	0,577	**0,58**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	135	1	1,31	1,52	205,32	0,779	**0,78**
TR-23 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
	0	02	2	XLPE	2F	3,7955E-03	182	2	2,05	2,38	433,43	1,645	1,65
	02	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	240	1	1,31	1,52	365,01	1,385	**3,03**
	02	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	122	1	1,31	1,52	185,55	0,704	**2,35**
	0	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	451	1	1,31	1,52	685,91	2,603	**2,60**
	0	5	2	XLPE	2F	3,7955E-03	396	1	1,31	1,52	602,26	2,286	**2,29**
TR-24 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	325	1	1,31	1,52	494,28	1,876	**1,88**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	524	1	1,31	1,52	796,94	3,025	**3,02**
TR-25 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	78	1	1,31	1,52	118,63	0,450	**0,45**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	143	2	2,05	2,38	340,55	1,293	1,29
	3	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	31	1	1,31	1,52	47,15	0,179	**1,47**
TR-26 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	79	1	1,31	1,52	120,15	0,456	**0,46**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	74	3	2,73	3,17	234,56	0,890	0,89
	2	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	68	2	2,05	2,38	161,94	0,615	1,50
	3	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	85	1	1,31	1,52	129,27	0,491	**2,00**

NUCLEO	TRAMO		CONDUCTOR		TIPO	Constante	Distancia	No.	KVA	KVA 15 AÑOS	Momento	Regulación	
	Inicio	Final	AWG	TIPO		K	m	Usuarios				Parcial %	Acumulada%
TR-27 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	28	1	1,31	1,52	42,58	0,162	**0,16**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	126	1	1,31	1,52	191,63	0,727	**0,73**
TR-28 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	77	1	1,31	1,52	117,11	0,444	**0,44**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	66	1	1,31	1,52	100,38	0,381	**0,38**
TR-29 - 10KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	106	2	2,05	2,38	252,43	0,958	0,96
	1	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	115	1	1,31	1,52	174,90	0,664	**1,62**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	56	4	3,37	3,91	219,15	0,832	0,83
	3	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	64	3	2,73	3,17	202,86	0,770	1,60
	4	5	2	XLPE	2F	3,7955E-03	56	2	2,05	2,38	133,36	0,506	2,11
	4	5	2	XLPE	2F	3,7955E-03	24	1	1,31	1,52	36,50	0,139	**2,25**
	0	6	2	XLPE	2F	3,7955E-03	65	3	2,73	3,17	206,03	0,782	0,78
	6	7	2	XLPE	2F	3,7955E-03	31	2	2,05	2,38	73,83	0,280	1,06
	7	8	2	XLPE	2F	3,7955E-03	22	1	1,31	1,52	33,46	0,127	**1,19**
TR-30 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	212	1	1,31	1,52	322,42	1,224	**1,22**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	60	4	3,37	3,91	234,81	0,891	0,89
	2	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	212	1	1,31	1,52	322,42	1,224	**2,11**
			2	XLPE	2F	3,7955E-03	148	3	2,73	3,17	469,12	1,781	2,67
			2	XLPE	2F	3,7955E-03	110	2	2,05	2,38	261,96	0,994	3,67
			2	XLPE	2F	3,7955E-03	88	1	1,31	1,52	133,84	0,508	**4,17**
TR-31 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	73	1	1,31	1,52	111,02	0,421	**0,42**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	169	1	1,31	1,52	257,03	0,976	**0,98**
TR-32 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	697	1	1,31	1,52	1060,05	4,023	**4,02**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	456	1	1,31	1,52	693,52	2,632	**2,63**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	158	1	1,31	1,52	240,30	0,912	**0,91**
	0	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	154	1	1,31	1,52	234,21	0,889	**0,89**
TR-33 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	101	1	1,31	1,52	153,61	0,583	**0,58**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	96	1	1,31	1,52	146,00	0,554	**0,55**
TR-34 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	36	1	1,31	1,52	54,75	0,208	**0,21**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	453	1	1,31	1,52	688,95	2,615	**2,61**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	507	1	1,31	1,52	771,08	2,927	**2,93**
TR-35 - 5KVA	0	0	2	XLPE	2F	3,7955E-03	0	1	1,31	1,52	0,00	0,000	**0,00**
TR-36 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	422	1	1,31	1,52	641,81	2,436	**2,44**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	302	1	1,31	1,52	459,30	1,743	**1,74**
	0	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	355	1	1,31	1,52	539,91	2,049	**2,05**
TR-37 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	117	1	1,31	1,52	177,94	0,675	**0,68**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	72	3	2,73	3,17	228,22	0,866	0,87
	2	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	64	2	2,05	2,38	152,41	0,578	1,44
	3	4	2	XLPE	2F	3,7955E-03	31	1	1,31	1,52	47,15	0,179	**1,62**
TR-38 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	101	1	1,31	1,52	153,61	0,583	**0,58**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	212	1	1,31	1,52	322,42	1,224	**1,22**
TR-39 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	164	1	1,31	1,52	249,42	0,947	**0,95**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	448	1	1,31	1,52	681,35	2,586	**2,59**
TR-40 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	68	1	1,31	1,52	103,42	0,393	**0,39**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	81	1	1,31	1,52	123,19	0,468	**0,47**
TR-41 - 5KVA	0	1	2	XLPE	2F	3,7955E-03	167	1	1,31	1,52	253,99	0,964	**0,96**
	0	2	2	XLPE	2F	3,7955E-03	180	2	2,05	2,38	428,66	1,627	1,63
	2	3	2	XLPE	2F	3,7955E-03	40	1	1,31	1,52	60,83	0,231	**1,86**

Q. CLASIFICACIÓN DE ÁREAS.

Este tipo de instalación no se encuentra clasificada, ya que según el RETIE en el numeral 28.3, no es una instalación peligrosa.

R. ELABORACIÓN DE DIAGRAMAS UNIFILARES.

Ver plano anexo.

S. ELABORACIÓN DE PLANOS Y ESQUEMAS ELÉCTRICOS PARA CONSTRUCCIÓN.

Ver plano anexo.

T. ESPECIFICACIONES DE CONSTRUCCION

Todos los materiales utilizados para la instalación eléctrica deben cumplir con las normas de calidad mínimas y deben tener su certificado de conformidad de Producto de acuerdo como lo establece el RETIE.

Se deben cumplir con las especificaciones de construcción definidas en el diseño y las especificaciones para los productos de acuerdo con el RETIE. La obra se debe construir siguiendo las normas técnicas de construcción y de seguridad en el trabajo.

U. ESTABLECER LAS DISTANCIAS DE SEGURIDAD REQUERIDAS.

Para la aplicación de estas distancias, se tuvo en cuenta el RETIE versión 2013 en su Artículo 13° DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

Para efectos de la presente obra se debe tener en cuenta que frente al riesgo eléctrico la técnica más efectiva de prevención siempre es guardar una distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante.

Este apartado expresa el cumplimiento de las distancias mínimas que se deben guardar entre líneas eléctricas y elementos físicos existentes a lo largo de su trazado, con el objeto de evitar contactos accidentales y salidos de servicio por fallas a tierra. Durante la construcción se deben respetar las disposiciones del RETIE en cuanto a las distancias mínimas tanto horizontales como verticales.

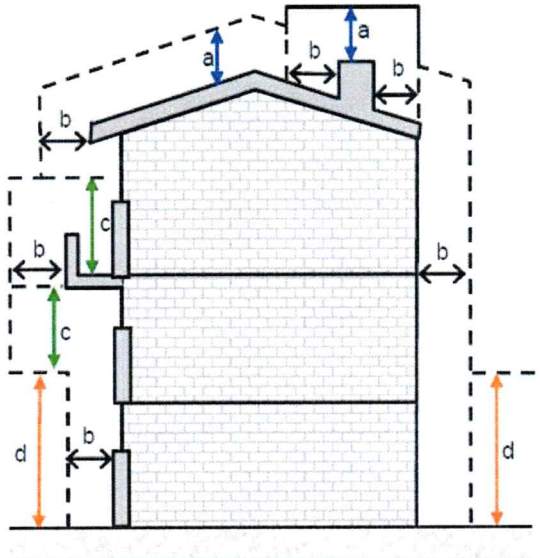


Figura 13.1. Distancias de seguridad en zonas con construcciones

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	**Tensión nominal entre fases (kV)**	**Distancia (m)**
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 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 "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 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 13.1 distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14,6
	230/220	12,8
	115/110	12
	66/57,5	12
	44/34,5/33	12
	13,8/13,2/11,4/7,6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	7,0
	66/57,5	7,0
	44/34,5/33	7,0
	13,8/13,2/11,4/7,6	7,0
	<1	7,0

Tabla 13.2. Distancias mínimas de seguridad para diferentes situaciones

V. JUSTIFICACIÓN TÉCNICA DE DESVIACIÓN DE LA NTC.

No se realiza ninguna clase de desviación.

W. LOS DEMÁS ESTUDIOS QUE EL TIPO DE INSTALACIÓN REQUIERA.

Debido al tipo de instalación no se realiza ninguna clase se condición.

FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO
INGENIERO ELECTRICISTA
M. P. Nº QN205-83567

Electro Caquetá S.A.E.S.P

Nit. 891.190.127-3

REPÚBLICA DE COLOMBIA
MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETÁ S.A. ESP

GD-2025.140.19.06

ELECTROCAQUETA SA ESP - Rad 2025-2-29041 2025-10-28 09:16:53
Asunto: REP RAD No. 2025-1-1-9222 DEL 27-10-2025
Anexos: 43 FOLIOS-5 PLANOS
Radicado por: Yuliana Andrea Campo Correa

Señor:
FAUSTO FERNÁNDEZ FRANCO
Ingeniero Electricista
coordinadordeproyectosgyp@gmail.com
Cel. 320 8431924
Carrera 14 No. 2A-16 B/17 de Enero
Florencia- Caquetá

Asunto: Respuesta Radicado No. 2025-1-1-9222 del 27/10/2025

En atención a su solicitud con radicado No. 2025-1-1-9222 del 27 de octubre de 2025, La Electrificadora del Caquetá S.A. E.S.P., se permite informar que **se concede la disponibilidad** de carga en el punto de conexión solicitado por 65 KVA en nivel de tensión 2 para atender el proyecto denominado **"CONSTRUCCIÓN DE REDES DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN CON TRANSFORMADOR EN POSTE EN ZONA RURAL DE VARIOS MUNICIPIOS EN EL DEPARTAMENTO DEL CAQUETÁ"** Punto de conexión en las coordenadas registradas a continuación. Carga proyectada 225KVA.

Punto Conexión	Latitud	Longitud	Puto Conexión	Latitud	Longitud
MT - 01	0°57'54.1"N	74°59'58.1"W	MT-07	1°36'58.4"N	75°34'12.0"W
MT - 02	0°58'04.9"N	75°21'06.8"W	MT-08	1°24'32.6"N	75°53'03.4"W
MT-03	2°02'18.7"N	74°57'27.7"W	MT-09	1°10'32.2"N	76°02'50.9"W
MT-04	1°37'07.1"N	75°34'29.8"W	MT-10	1°09'30.5"N	76°02'11.9"W
MT-05	1°37'10.1"N	75°34'23.5"W	MT-11	1°09'22.8"N	76°02'04.0"W
MT-06	1°37'09.4"N	75°34'21.0"W	MT-12	1°08'44.7"N	76°02'18.7"W

Igualmente se aprueba el diseño y memorias de cálculo presentado toda vez que cumple los requerimientos mínimos exigidos acorde al Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE y Código Eléctrico Colombiano NTC 2050. Se debe tener en cuenta las siguientes notas complementarias:

- Se deben marcar los transformadores con cinta autoadhesiva de color blanco con negro de 33 cm de largo por 10 cm de ancho en forma de placa con tipo de letra de 95 pt con el texto de NO PCB, la marca del transformador y el serial del mismo, también se debe marcar con una cinta de color amarillo donde indique Nombre del proyecto en tamaño 41 pt y el Nodo 171 pt en Tipografía Roboto Black, cuando se haga el trámite de revisión del transformador se debe pedir la información referente a la marcación.
- En la resolución CREG 038 de 2014, código de medida, se definen las características técnicas que deben cumplir los sistemas de medición para el registro de los flujos de energía.
- En caso de ocupar predios de terceros se debe contar con los debidos permisos de paso y servidumbre antes de iniciar las obras.
- Si para la construcción se requiere la poda y/o erradicación de árboles, se deberán tramitar los permisos necesarios ante la entidad ambiental correspondiente.
- Antes de iniciar obras el responsable del proyecto debe garantizar el cumplimiento del Libro 3 título 10. Distancias de seguridad del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE.
- Cuando para la ejecución de las obras se requiera modificar el diseño aprobado en este documento, dicha modificación debe ser aprobada previamente por la Electrificadora del Caquetá S.A. ESP.
- Acorde a lo establecido por la Electrificadora del Caquetá y dado a conocer a la comunidad en general mediante la página web de la empresa a través del Comunicado GD-722 de 2019 **los transformadores a instalar deben ser nuevos,** y deben contar con toda la documentación reglamentaria.

- Los transformadores a instalar deberán presentarse en nuestra empresa para revisión, para lo cual con anterioridad se debe presentar la siguiente información para la emisión del recibo de pago de la revisión del transformador: protocolos de fábrica, garantía del transformador, certificado de PCB's, la factura de compra y anexar el presente oficio de aprobación y RUT de la persona o empresa que solicita la revisión del transformador.
  (El costo del servicio puede ser consultado en la página web http://www.electrocaqueta.com.co/InformesPlanesManuales.aspx , Seleccionar Trámites y Políticas)
- Para la energización del proyecto, será requerida la instalación de estribos y grapas de operar en caliente en los arranques y transformadores (para lo cual debe contratar servicio de línea viva), la instalación de la placa de identificación del transformador y la aprobación de la revisión técnica a ser realizada por parte de personal de mantenimiento de ELECTROCAQUETA SA ESP, para la cual previamente se deberán presentar los planos As-Built, las certificaciones RETIE aplicables y demás requerimientos para la legalización de los nuevos usuarios a ser solicitados por la oficina de Revisiones Internas.
- Tener en cuenta que si en la revisión de la obra realizada por el personal de la ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA SA ESP se encuentran diferencias entre el diseño aprobado y lo construido, la ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA SA ESP podrá abstenerse de realizar la legalización del proyecto hasta tanto no se realicen las aclaraciones y/o correctivos pertinentes.

La vigencia de esta disponibilidad es por un (1) año a partir de su fecha de expedición.

Cordialmente,

JAIME ZAPATA FRANCO
Gerente de Distribución

Proyectó-Elaboró: Olwanny Carmona E. – Ingeniero - Gerencia Distribución

Anexos: 43 Folios, 5 Planos, CC: Revisiones Internas y Gerencia Gestión Energética