

2025

REQUERIMIENTOS GENERALES DE LAS INSTALACIONES ELÉCTRICAS  
ESTABLECIDOS EN EL RETIE

DISEÑO DETALLADO RETIE  
RED DE DISTRIBUCIÓN VEREDA VERICUTE,  
FLORIDABLANCA  
MEMORIAS DE CÁLCULO DE LA A-X

## Contenido

<b>1. Matriz resumen de requerimientos .....</b>	<b>4</b>
<b>2. Memorias de cálculo .....</b>	<b>9</b>
a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. ....	9
b. Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección. ....	10
c. Análisis y cálculos de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. .....	15
d. Coordinación de aislamiento eléctrico .....	17
e. Análisis y cálculo de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra. ....	17
f. Análisis de nivel de tensión requerido .....	18
g. Cálculos de campos electromagnéticos .....	18
h. Cálculos de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga .....	19
i. Sistema puesta a tierra.....	22
j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía .....	23
k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta la capacidad de corriente del conductor.....	24
l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. ....	26
m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. ....	37
n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).....	38

o.	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. ...	38
p.	Cálculos de regulación. ....	39
q.	Clasificación de áreas .....	41
r.	Elaboración de diagramas unifilares.....	42
s.	Planos eléctricos para construcción .....	42
t.	Especificaciones de construcción complementarias a /os planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.....	42
u.	Indicar las distancias de seguridad requeridas.....	42
v.	Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. ....	43
w.	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. ....	44
x.	Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales. ....	44
	Referencias .....	45

## **Lista de Anexos**

**Anexo A.1** Matriz de riesgo

**Anexo A.2** Cálculo de campos electromagnéticos

**Anexo A.3** Cálculos mecánicos

**Anexo A.4** Cálculo de conductor por ampacidad, regulación y pérdidas

“Los anexos están adjuntos y puede visualizarlos en la base de datos de la biblioteca UIS”

## **Lista de Figuras**

<b>Figura 1</b> Caminos para una eventual corriente de rayo.....	12
<b>Figura 2</b> Número de flameos por sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas .....	15
<b>Figura 3</b> Resultado cálculo campo electromagnético en el punto M de acuerdo con Guía Metodológica N° 07 .....	19

## Lista de Tablas

<b>Tabla I</b> Matriz resumen .....	7
<b>Tabla II</b> CFO posibles caminos a tierra .....	13
<b>Tabla III</b> Carga mínima instalada por usuario. ....	16
<b>Tabla IV</b> Demanda diversificada transformador 1 .....	20
<b>Tabla V</b> Demanda diversificada transformador 2 .....	20
<b>Tabla VI</b> Demanda diversificada transformador 3 .....	20
<b>Tabla VII</b> Potencia nominal transformadores seleccionados.....	21
<b>Tabla VIII</b> Características técnicas transformador 1 y 2 .....	21
<b>Tabla IX</b> Características técnicas transformador 3 .....	22
<b>Tabla X</b> Resultado conductor económico Tramo N0/ND – N01 .....	24
<b>Tabla XI</b> Parámetros eléctricos por tramo .....	25
<b>Tabla XII</b> Conductor seleccionado por tramo.....	25
<b>Tabla XIII</b> Características apoyo N01 .....	27
<b>Tabla XIV</b> Información de los parámetros de cada uno de los tramos de la red .....	40
<b>Tabla XV</b> Regulación parcial por tramo de red. ....	41

## MATRIZ RESUMEN DE REQUERIMIENTOS

**Tabla I** Matriz resumen

Item	Requerimiento técnico	Aplica	No aplica
a	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	X	
b	Análisis de riesgos por descargas eléctricas atmosféricas (rayos) y medidas de protección	X	
c	Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	X	
d	Coordinación de aislamiento eléctrico	X	
e	Análisis y cálculos de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.	X	
f	Análisis del nivel tensión requerido.	X	
g	Cálculo de campos electromagnéticos.	X	
h	Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	X	
i	Cálculo del sistema de puesta a tierra.	X	
j	Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	X	
k	Especificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.	X	
l	Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción y soporte de redes de transmisión, de distribución, subestaciones y centrales de generación	X	
m	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	X	
n	Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos), bandejas portacables y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).		X
o	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	X	
p	Cálculos de regulación.	X	
q	Áreas clasificadas como peligrosas.		X
r	Diagramas unifilares.	X	
s	Planos eléctricos para construcción.	X	

t	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.		X
u	Indicar las distancias de seguridad requeridas.	X	
v	Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.		X
w	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.		X
x	Selección, cálculo y especificación de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales		X



## MEMORIAS DE CÁLCULO

### a. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

Para llevar a cabo el análisis de riesgo de origen eléctrico y determinar las medidas correspondientes para mitigarlos, se sigue lo estipulado en el Libro 1, Capítulo 5 del RETIE 2024.

Con el fin de identificar y evaluar los eventos o efectos que representan riesgos de origen eléctrico en la instalación eléctrica del proyecto, se hace uso de la matriz de análisis de riesgo tomada de la Tabla 1.2.1.4.1.a del RETIE. Lo anterior se expone en el Anexo A.1- MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGOS.

1. Los Factores de riesgo a evaluar son:

2. Arcos eléctricos

3. Ausencia de electricidad

4. Campos electromagnéticos

5. Contacto directo

6. Contacto indirecto

7. Cortocircuito

8. Electricidad estática

9. Equipo defectuoso

10. Rayos

11. Sobrecarga

12. Tensión de contacto.

13. Tensión de paso.

Igualmente, en el Anexo A.1 se hace la descripción de las decisiones y acciones tomadas para controlar el riesgo una vez se ha determinado su nivel para cada factor de acuerdo con el caso más

crítico según lo indicado en la Tabla 1.5.1.4.1.b. del RETIE 2024.

Además de los anterior, los equipos del sistema fotovoltaico se encuentran debidamente identificados como sitio de riesgo eléctrico, símbolo de riesgo eléctrico para advertir a personal técnico no calificado que es área clasificada y únicamente puede tener acceso a personal técnico calificado y autorizado por el propietario y el operador de red. Personal técnico calificado demostrará los certificados que lo acrediten como personal competente para acceder a ellos.

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

Para la evaluación del nivel de riesgo por descargas eléctricas atmosféricas en la red de distribución proyectada, se adoptó la Guía Metodológica N.º 08: Análisis de nivel de riesgo por rayos del Grupo EPM (2019), la cual establece los lineamientos técnicos para la estimación del riesgo por impacto de rayos en redes de distribución, así como las medidas correctivas para mitigar sus efectos. Este análisis incluye el cálculo del  $CFO_{total}$ , la caracterización del área de influencia y la estimación del número de salidas esperadas debido a descargas directas e inducidas. En caso de que los resultados superen el límite normativo permitido, que para redes de distribución del nivel de tensión II es de máximo 15 salidas por año (Grupo EPM, 2019), se deberán proponer acciones correctivas como el incremento del aislamiento, la incorporación de dispositivos de protección o la mejora del sistema de puesta a tierra, en cumplimiento con los requisitos del RETIE.

Para la realización de dicha evaluación, se consideraron parámetros específicos del entorno del proyecto. La densidad de descargas a tierra (DDT) en el municipio de Floridablanca es de 4,4 rayos/km<sup>2</sup>·año, valor empleado como referencia en el análisis del riesgo por rayos. Esta información se obtuvo del *Anexo A: Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del Grupo EPM* (Grupo EPM, 2019). Adicionalmente, se asume una resistividad del terreno de 100  $\Omega \cdot m$ , valor típico para zonas semirrurales como la del presente estudio.

En cuanto al factor de apantallamiento ( $S_f$ ), según la Figura 5 de la guía metodológica consultada, este se estima en aproximadamente 0,15, dado que se identifican árboles cercanos a la futura línea de distribución con alturas entre 5 m y 7,5 m.

Siguiendo con los lineamientos del numeral 5.3 de la guía, el CFO de las estructuras se calcula de acuerdo con la Ecuación (1)

$$CFO_{TOTAL} = CFO_{PRI} + CFO_{ADIC SEC} + CFO_{ADIC TERC} + CFO_{ADIC ENÉS} \quad (1)$$

Donde,

$CFO_{TOTAL}$ : tensión de flameo crítico total de aislamiento en serie.

$CFO_{PRI}$ : tensión de flameo crítico del aislamiento primario.

$CFO_{ADIC SEC}$ : adicional añadido por segundo componente.

$CFO_{ADIC TERC}$ : adicional añadido por el tercer componente.

$CFO_{ADIC ENÉS}$ : adicional añadido por el enésimo componente.

Adicionalmente, la Guía propone que para los casos donde no se conozcan los valores del CFO secundario y terciario, estos se pueden estimar por medio de las siguientes aproximaciones presentadas en la Ecuación (2) y la Ecuación (3).

$$CFO_{ADIC SEC} = 0,45 * CFO_{PRI} \quad (2)$$

$$CFO_{ADIC TERC} = 0,2 * CFO_{PRI} \quad (3)$$

A modo de cálculo tipo se realiza el cálculo del  $CFO_{TOTAL}$  de la estructura de la Figura 2, con los siguientes datos:

Nivel de tensión: 13,2 kV

Tipo de estructura: retención semibandera trifásica

Material del poste: fibra de vidrio  $CFO_{ADIC SEC} = 410 \text{ kV/m}$

Sección transversal del poste a la altura de la cruceta: 20 cm

Longitud de la cruceta: 2,4 m

**Material de la cruceta:** fibra de vidrio  $CFO_{ADIC SEC} = 250 \text{ kV/m}$

**Tipo de red:** abierta, trifásica trifilar sin cable de guarda

**Tipo de aislador de fases:** un aislador polimérico, clevis- lengüeta clase ANSI (C29.13-2000)

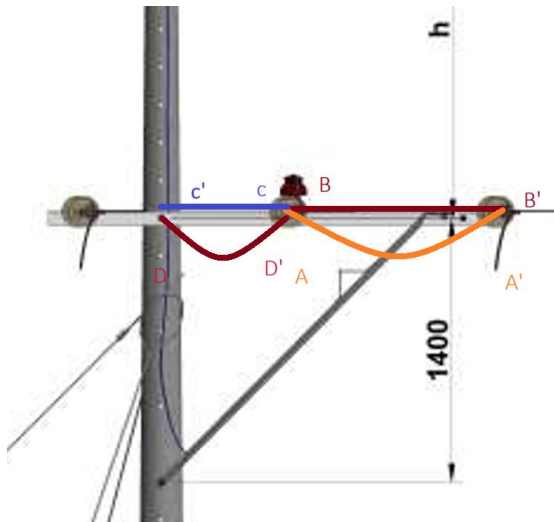
por fase.  $CFO_{PRI} = 145 \text{ kV}$

**Tipo de aislador tensor para retenida o templete:** aislador tipo tensor clase ANSI C29.4

$CFO_{PRIM} = 45 \text{ kV}$

Los valores de CFO fueron obtenidos a partir de las fichas técnicas comerciales correspondientes a cada una de las referencias mencionadas para los aisladores. Por su parte, los valores de CFO asociados a la cruceta y al poste se tomaron de la Tabla 1 de la Guía de uso de EPM. De esta misma tabla se extrajo el valor del CFO para el aire, el cual es  $CFO_{PRI} = 600 \text{ kV/m}$

**Figura 1** Caminos para una eventual corriente de rayo



Fuente: NC - RA2 – 303

De la Figura 1, la especificación de los caminos

Camino 1 (A-A'): De la fase del centro a la fase izquierda por el aire

Camino 2 (B-B'): De la fase del centro a la fase de la izquierda por la cruceta

Camino 3 (C-C'): De la fase del centro al cable de la retenida por la cruceta

Camino 4 (D-D'): De la fase del centro al cable de la retenida por el aire

Se descartan los demás posibles caminos debido a que presentan un grado de aislamiento notablemente más alto que los caminos descritos anteriormente.

Como cálculo tipo se muestra el procedimiento para estimar el  $CFO_{TOTAL}$  correspondiente al camino 1.

En este caso, el aislador de fase (aislamiento primario), el aire (aislamiento secundario) y el segundo aislador de fase (aislamiento terciario) aportan a  $CFO_{TOTAL}$ . Haciendo uso de (2) y (3) se obtiene que

$$CFO_{ADIC SEC} = 0,45 * (600 * 0,63) = 170,1 kV$$

$$CFO_{ADIC TERC} = 0,2 * (145) = 29 kV$$

De esta manera, reemplazando en (1) se tiene que

$$CFO_{TOTAL CAMINO1} = 145 + 170,1 + 29 = 344,1 kV$$

Al realizar el procedimiento anterior para cada uno de los caminos se obtienen los resultados mostrados en la **Tabla II**

**Tabla II CFO posibles caminos a tierra**

<i>CAMINO</i>	<i>CFO<sub>TOTAL</sub> [kV]</i>
1	344,1
2	424
3	404
4	424

Por lo tanto, el  $CFO_{TOTAL}$  de la estructura es de 344,1 que fue el menor valor calculado y corresponde al camino 1.

La tasa de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre la red (descargas/100 km-año)

se calcula de acuerdo con la ecuación (4). (Grupo EPM, 2019).

$$N_s = DDT * \left( \frac{28 * h^{0,6} + b}{10} \right) * (1 - S_f) \quad (4)$$

Donde,

$N_s$  : Tasa de descargas atmosféricas que inciden directamente sobre la red (descargas/100 km-año).

$DDT$ : densidad de descargas a tierra (descargas por  $km^2$  por año)

$h$ : altura del conductor más alto de la estructura de soporte (m)

$b$ : ancho de la estructura (m)

$S_f$ : Factor de apantallamiento natural, varía de 0 a 1.

Reemplazando los datos asociados al presente proyecto en la anterior ecuación, se tiene que

$$N_s = 4,4 * \left( \frac{28 * 9,5^{0,6} + 2,4}{10} \right) * (1 - 0,15) = 41,3239 \frac{\text{descargas}}{100km - \text{año}}$$

EPM indica que más del 99% de los rayos que impactan directamente una red de distribución causarán flameo, sin importar el tipo de protección instalada (como cables de guarda o DPS), el nivel de aislamiento, la separación entre conductores o el sistema de puesta a tierra. Por ello, para estimar cuántos flameos ocurrirán por descargas atmosféricas directas, se deben usar fórmulas específicas (como la Ecuación (4)) que permiten calcular el número de impactos directos sobre la red, (Grupo EPM, 2019,p.20).

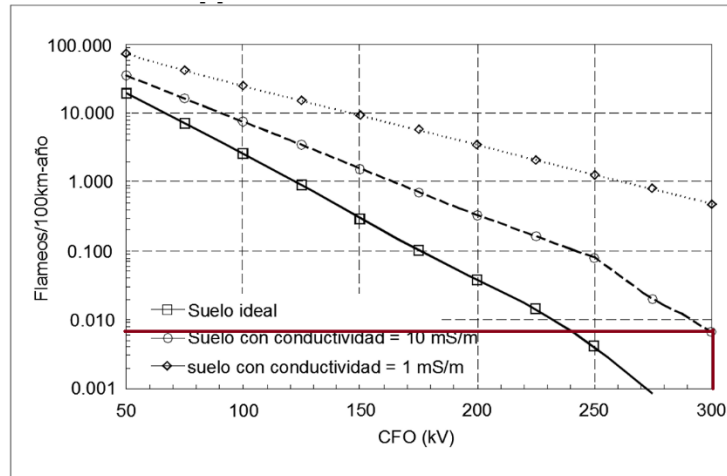
Teniendo en cuenta que la longitud total de la línea de distribución de este proyecto es de 433 m, el número de salidas por flameos debido a descargas directas para esta red es de:

$$\text{Flameos por descargas directas} = \frac{41,3239 * 0,433}{100} = 0,1789 \approx 1 \text{ flameo/año}$$

Para estimar los flameos por descargas atmosféricas indirectas, se utiliza la gráfica de la Figura 2 basada en el  $CFO_{TOTAL}$  de la estructura. Esta fue elaborada modelando la red como un conductor

infinitamente largo a 10 m de altura, sin considerar apantallamiento natural, y considerando tres rangos de conductividad del suelo. Los valores están normalizados para una DDT de 1 descarga/km<sup>2</sup>·año, pero el número de flameos puede escalarse linealmente según la DDT real del sitio. (Grupo EPM, 2019,p.23).

**Figura 2** Número de flameos por sobretensiones inducidas por descargas atmosféricas indirectas



Extraída de Guía Metodológica N° 08: Análisis de nivel de riesgo por rayos

Teniendo en cuenta lo anterior, el resultado obtenido del  $CFO_{TOTAL}$  y la resistividad del terreno, al utilizar la información de la **Figura 2**, se observa que el número de flameos/100km-año para este proyecto es de aproximadamente  $0,007 \frac{\text{flameos}}{100\text{km-año}}$ . Al ajustar este valor con la longitud de la línea y la DDT del sitio, se obtiene que el número de flameos por descargas indirectas es:

$$\text{Flameos por descargas directas} = \frac{0,007 * 4,4 * 0,433}{100} = 1,33 \times 10^{-4} \approx 1 \text{ flameos/año}$$

Para calcular el número total de salidas de la red, se suman las salidas provocadas por flameos por descargas indirectas y directas. Al hacer esto, se obtiene que la tasa de salidas de la red es de 2 salidas/año. Este valor se encuentra por debajo del valor tolerable, es decir, no es necesario tomar medidas para mejorar el desempeño de la línea de distribución ante descargas atmosféricas.

### c. Análisis y cálculos de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia

y armónicos.

El cálculo de la carga mínima instalada para el usuario tipo de la vereda se determina siguiendo el artículo 210.11 y 220 de la NTC 2050. De acuerdo con esto se establece que la carga es 33 VA por  $m^2$  para alumbrado general y tomacorrientes de uso general, 1500VA por cada circuito ramal bifilar de 20A para lavandería, 1500VA para el circuito de cocina y 1500VA para pequeños artefactos. Con esto se obtiene que la carga instalada mínima por usuario es de 8790VA.

La carga mínima instalada por usuario se resume en la Tabla III

**Tabla III** Carga mínima instalada por usuario.

CARGA MÍNIMA INSTALADA POR USUARIO				
TIPO	DESCRIPCIÓN	CARGA [VA/m <sup>2</sup> ]	AREA [m <sup>2</sup> ]	S <sub>t</sub> [VA]
A	Carga de Alumbrado y Uso General	33	130	4,290
	Lavado y planchado			1,500
	Circuitos artefactos cocina			1,500
	Otras cargas			1,500
	<b>TOTAL</b>			<b>8,790</b>

Al aplicar los factores de demanda establecidos en la NTC 2050 siguiendo la Ecuación (5) y reemplazando con los valores de carga del usuario tipo, se obtiene que

$$S_{m\acute{a}x} = 3000 + (Alumbrado + lavandería - 3000) * 35\% + Cto\ cocina + Otras\ Cargas * 75\% [VA] \quad (5)$$

$$S_{m\acute{a}x} = 3000 + (4290 + 1500 - 3000) * 35\% + 1500 + 1500 * 75\% [VA]$$

$$S_{m\acute{a}x} = 6602 VA$$

Se proyecta un crecimiento del 1% anual, durante 25 años, de la carga total del proyecto. Este crecimiento se tiene en cuenta en el inciso h. en el cálculo de los transformadores del proyecto.

Por criterio del diseñador, se selecciona como factor de potencia estándar 0,95 para todos los cálculos del presente diseño.



En este diseño no se identifican posibles cargas no lineales significativas que generen distorsión armónica. Sin embargo, se recomienda monitoreo si en el futuro se instalan inversores o dispositivos electrónicos de potencia.

#### **d. Coordinación de aislamiento eléctrico**

La coordinación de aislamiento del presente proyecto cumplirá con lo establecido en el numeral 6.11 de la *Norma de Electrificación Rural* (ESSA, 2025), para cuya aplicación se toma como referencia la *Guía Metodológica: coordinación de aislamiento para redes de distribución* (EPM, 2019)

De acuerdo con lo anterior, se escoge como nivel de aislamiento normalizado, dentro de la gama I del IEEE Std C.62.82.1-2010 de la Tabla 1 (EMP, 2019), la tensión máxima del sistema  $V_m = 15kV$  con un nivel básico de aislamiento para impulso tipo rayo  $BIL = 95kV_p$ .

Con los valores de tensión normalizados seleccionados, la ESSA explica:

Considerando la correlación entre tensiones no disruptivas normalizadas al impulso de rayo y las distancias mínimas en el aire, lo mismo que las distancias mínimas de fuga de los aisladores para un nivel de contaminación ligero, se deberá aislar la red de media tensión desnuda de la siguiente manera:

En retención y terminal o a) Un solo poste: dos (2) aisladores de disco de porcelana o vidrio 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 clase 52-1 clevis-lengüeta, por fase. Alternativa: Aislador suspensión polimérico 15 kV ANSI C29.13 clase DS-15 clevis- lengüeta. (2025, p. 24)

Adicionalmente es necesario aclarar que esta zona se cataloga como una zona con nivel de contaminación I – Muy ligera de acuerdo con la Tabla 6 de la Guía Metodológica GM-03 de EPM.

Adicionalmente, esta no es una zona con alto nivel de descargas según lo definido en la Tabla 10 de NTG – 01.

e. Análisis y cálculo de cortocircuito, arco eléctrico y falla a tierra.

El análisis de cortocircuito es un requisito fundamental para la adecuada selección y coordinación de dispositivos de protección en una red eléctrica. Sin embargo, este cálculo se debe realizar una vez el operador de red suministre las corrientes de cortocircuito en el punto de derivación, información que se obtiene a partir del estudio de factibilidad aprobado por dicho operador.

En consecuencia, este análisis se realizará en la etapa correspondiente, utilizando los datos oficiales del operador de red, para garantizar el cumplimiento de los criterios técnicos y de seguridad establecidos en el la Guía Metodológica: Análisis de cortocircuito y falla a tierra GM-10 del grupo EPM.

f. Análisis de nivel de tensión requerido

Los usuarios residenciales tendrán una tensión de servicio 120V como tensión normalizada de fase. Asimismo, la red de distribución de baja tensión tendrá un voltaje de línea de 208V y la red presente en la zona del operador de media tensión es de 13,2kV.

Con lo anterior, los transformadores de la red contarán con un nivel de tensión de 13200V por el lado de alta tensión y 208/120V por el lado de baja tensión.

g. Cálculos de campos electromagnéticos

Para verificar el cumplimiento a lo establecido en el Art. 3.11.1 del Retie 2024, se realiza el cálculo de campos electromagnéticos siguiendo la Guía Metodológica N° 07: Cálculo de campos electromagnéticos en redes de distribución de EPM, para esto se ha ejecutado un código elaborado en Matlab a partir de esta Guía.

Para el cálculo de campos electromagnéticos en las redes de distribución, se debe determinar por separado la intensidad del campo eléctrico y la densidad del flujo magnético.

El cálculo del campo eléctrico y el campo magnético se hace en dos dimensiones por medio del método de las imágenes de acuerdo con la guía metodológica N° 07.

Para esta línea de distribución, el valor del campo electromagnético se ha calculado en un punto M el cual está ubicado en el límite exterior de la zona de servidumbre a una altura de 1 m de acuerdo con lo exigido en el Art. 3.11.2 del Retie 2024. Al ejecutar el código de cálculo de campo electromagnético desarrollado se obtiene el resultado mostrado en la Figura 3

**Figura 3** Resultado cálculo campo electromagnético en el punto M de acuerdo con Guía Metodológica N° 07

```
-----  
Campo eléctrico total en el punto de observación M:  
E_x_total = 10.1831 + j-2.67322 V/m  
E_y_total = -214.583 + j-20.0892 V/m  
E_rms = 0.215778 kV/m  
-----  
  
=== Campo magnético (B) en M ===  
B_x_total = 1.36465e-06 + j-1.85529e-07 T  
B_y_total = -5.83286e-06 + j-6.86825e-08 T  
B_rms      = 5.99363 uT
```

Fuente: Autores.

Con este resultado es posible verificar que no se sobre viola ninguno de los valores límites de exposición a campos electromagnéticos establecidos en la Tabla 3.11.1.a. del Retie 2024 para ninguno de los tipos de exposición.

El código utilizado para realizar el cálculo del campo se encuentra en el Anexo A.2 – Cálculo campos electromagnéticos.

h. Cálculos de transformadores incluyendo efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

La capacidad de los transformadores para la red de distribución se ha seleccionado de acuerdo con la demanda diversificada diseñada a partir de la demanda mínima por usuario. De acuerdo con el diseño, el proyecto contará con tres transformadores los cuales están repartidos para abastecer a grupos de siete, seis y dos usuarios con cada uno de ellos.

El factor de diversidad para el estrato 2 según NTG – 02 (ESSA,2021) se muestra en la Ecuación (6)

$$F_{div} = \frac{1}{0,2 + 0,8 * e^{\left(\frac{1-N}{6}\right)}} \quad (6)$$

Donde N es el número de usuarios.

Haciendo uso de lo anterior y teniendo en cuenta la demanda máxima obtenida en c, en la Tabla IV,

Tabla V y Tabla VI se muestran el resumen de los resultados obtenidos correspondiente a la demanda máxima diversificada para cada uno de los transformadores del sistema.

**Tabla IV** Demanda diversificada transformador 1

CARGA DEMANDADA PARA SECTOR RESIDENCIAL TRF 1					
TIPO	DESCRIPCIÓN	CARGA INST. [VA]	DEMANDA INI. [VA]	CANTIDAD USUARIOS	$S_R$ [KVA]
A	Casa Rural	8,790	6,602	7	22.88
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA					22.88
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA 125%					28.60
TRANSFORMADOR SELECCIONADO					30.00

**Tabla V** Demanda diversificada transformador 2

CARGA DEMANDADA PARA SECTOR RESIDENCIAL TRF 2					
TIPO	DESCRIPCIÓN	CARGA INST. [VA]	DEMANDA INI. [VA]	CANTIDAD USUARIOS	$S_R$ [KVA]
A	Casa Rural	8,790	6,602	6	21.64
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA					21.64
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA 125%					27.06
TRANSFORMADOR SELECCIONADO					30.00

**Tabla VI** Demanda diversificada transformador 3

CARGA DEMANDADA PARA SECTOR RESIDENCIAL TRF 3					
TIPO	DESCRIPCIÓN	CARGA INST. [VA]	DEMANDA INI. [VA]	CANTIDAD USUARIOS	$S_R$ [KVA]
A	Casa Rural	8,790	6,602	2	11.58
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA					11.58
TOTAL DEMANDA DIVERSIFICADA 125%					14.48
TRANSFORMADOR SELECCIONADO					15.00

La elección de los transformadores con potencia nominal comercial se ha realizado teniendo en

cuenta el porcentaje de estimación de crecimiento a futuro obtenido en c. La potencia nominal de los transformadores para la red de distribución se muestra en la **Tabla VII** así como la carga equivalente para cada usuario según el diseño y el transformador seleccionado.

**Tabla VII** Potencia nominal transformadores seleccionados.

Parámetro de Demanda [kVA]	Transformador		
	1	2	3
$Demanda_{m\acute{a}x\ div}$	22,88	21,64	11,58
$Demanda\ al\ 125\%$	28,60	27,06	14,48
Trafo Seleccionado	30	30	15
Carga Equivalente Demandada			
Según Diseño	3,27	3,61	5,79
Según Trafo Seleccionado	4,29	5,00	7,50

Las características técnicas de los dos transformadores de 30 kVA son presentadas en la **Tabla**

## VIII

**Tabla VIII** Características técnicas transformador 1 y 2

TRANSFORMADOR 2		
POTENCIA [kVA]	30	
Relación de transformación	13.2[kV]/208-120 [V]	
Tipo de conexión	Dy5	
Frecuencia [Hz]	60	
Uz	2.8%	
Voltajes [V]	13200	208
Corriente Nominal [A]	1.31	83.27
Corriente de COCI [A]	47	2974

De igual manera, las características propias del transformador de 15 kVA se muestran en la

## Tabla IX

**Tabla IX Características técnicas transformador 3**

TRANSFORMADOR 3.		
POTENCIA [kVA]	15	
Relación de transformación	13.2[kV]/240-120 [V]	
Tipo de conexión		
Frecuencia [Hz]	60	
Uz	2.8%	
Voltajes [V]	13200	120
Corriente Nominal [A]	0.66	62.50
Corriente de COCI [A]	23	2232

i. Sistema puesta a tierra

En los sistemas eléctricos rurales, se debe garantizar la puesta a tierra del neutro de la red secundaria en varios puntos clave del sistema. Específicamente, esta conexión debe realizarse en el poste donde se ubica el transformador de distribución, en los apoyos finales del circuito y, finalmente, en la vivienda de cada usuario al llegar la acometida, de acuerdo con la norma técnica RA6-010 de Empresas Públicas de Medellín (EPM, 2021).

Adicionalmente, todo equipo de media tensión que se instale en los apoyos —como interruptores, reconectadores o transformadores— debe contar con la puesta a tierra de todas las partes metálicas no portadoras de corriente, como estructuras, carcasas y herrajes (EPM, 2021.).

Por su parte, la norma NTG-01 de Electrificación Rural de ESSA establece que los conductores que conectan los dispositivos de protección contra sobretensiones (DPS) tanto a la red como al sistema de puesta a tierra, no deben tener un calibre inferior a 6 AWG. Esta misma norma exige que se cumplan los valores de resistencia de puesta a tierra especificados en la tabla 11 de esta norma (ESSA, 2025.).

Finalmente, las mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra deben realizarse conforme a lo estipulado en el RETIE, asegurando que los electrodos y sus uniones puedan ser

inspeccionados mediante puntos de conexión accesibles al momento de la verificación (ESSA, 2025.).

La configuración de la puesta a tierra donde según la norma se deba instalar estará compuesta por el bajante de puesta a tierra para los descargadores de sobretensiones el cual será cable de acero galvanizado 3/8” y una varilla o electrodo de cobre macizo 5/8” y una longitud de 2,40m la cual estará bajo tierra. De acuerdo con el Retie, la unión entre el electrodo y el conductor a tierra debe hacerse con soldadura exotérmica o con un conector certificado para enterramiento directo.

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

Para dar desarrollo a este inciso se siguieron los lineamientos de la Norma Técnica NT-01: Cálculo de conductor económico (EPM, 2019). Adicionalmente, para realizar el dimensionamiento económico de conductores se empleó como herramienta principal el Excel HE-01-2 Cálculo de conductor económico.xlsx. sugerido en la Guía metodológica GM 01: Cálculo de conductor económico (EPM,2029)

Para hacer uso de la plantilla se consideraron los ajustes mencionados en GM 01. A continuación, en la **Tabla X** se muestra la tabla de resultados de cálculo de conductor económico obtenida con la hoja Excel para el Tramo 1, correspondiente a los conductores entre el apoyo ND/N0 a N01.

**Tabla X** Resultado conductor económico Tramo N0/ND – N01

Tramo 1			
Calibre AWG- KCMIL	Conductor óptimo (Costo total)	Costo Inicial	Costo operativo VPN
	<b>4</b>		
4	\$ 2,359,106.34	\$ 2,350,000.00	\$ 9,106.34
2	\$ 4,032,123.17	\$ 4,026,400.00	\$ 5,723.17
1/0	\$ 6,112,797.03	\$ 6,109,200.00	\$ 3,597.03
2/0	\$ 7,356,656.67	\$ 7,353,800.00	\$ 2,856.67
3/0	\$ 8,753,065.57	\$ 8,750,800.00	\$ 2,265.57
4/0	\$ 10,301,995.95	\$ 10,300,200.00	\$ 1,795.95
266	\$ 12,308,238.81	\$ 12,306,800.00	\$ 1,438.81
336	\$ 14,289,142.41	\$ 14,288,000.00	\$ 1,142.41
477	\$ 17,794,005.38	\$ 17,793,200.00	\$ 805.38
795	\$ 24,143,682.88	\$ 24,143,200.00	\$ 482.88

Para este tramo, de acuerdo con el cálculo económico el conductor ideal sería el #4 AWG, sin embargo, la norma ESSA dice que el calibre mínimo para este tipo de red debe ir mínimo en # 2/0 AWG.

El cálculo obtenido en cada uno de los tramos arrojó el mismo resultado, es decir que, por cálculo de conductor económico es el calibre mínimo indicado para las redes de media tensión es 2/0.

k. Especificación de los conductores, teniendo en cuenta la capacidad de corriente del conductor.

*Para esta sección se han determinado los valores de intensidad de corriente para cada uno de los tramos de la red. En la*

**Tabla XI** se presenta el resumen de estos datos



**Tabla XI** Parámetros eléctricos por tramo

	Nombre del Conductor	Fases	Carga Instalada [VA]	Demanda Máxima [VA]	Dem. Máx. Diversificada	Factor de Potencia	Voltage de Linea [V]	Corriente de Linea [A]
<b>MT ALT - 06</b>	N0/PD - N01	3	131850	99030	27489	0.95	13200	1.20
	N01-N02	3	105480	79224	35581	0.95	13200	1.56
	N02-N03	3	70320	52816	23721	0.95	13200	1.04
	N03-N04	2	70320	52816	46329	0.95	13200	3.04
	N04-N05	2	70320	52816	46329	0.95	13200	3.04
	N05-N06	2	70320	52816	46329	0.95	13200	3.04
<b>BT L1 ALT - 06</b>	N03-N04	3	17580	13204	10210	0.95	208	28.34
<b>BT L2 ALT - 06</b>	N01-NB05	3	35160	26408	18095	0.95	208	50.23
	NB05-N02	3	26370	19806	15314	0.95	208	42.51

De acuerdo con la información anterior, se estima ahora la capacidad mínima del conductor aplicando los factores de 125% de la corriente nominal y de temperatura ambiente. En la **Tabla XII** se presenta el calibre seleccionado por tramo teniendo en cuenta solo los calibres permitidos por el operador de red.

**Tabla XII** Conductor seleccionado por tramo.

	Nombre del Conductor	Corriente 125% [A]	Conductor [AWG]	Material del Conductor	Temperatura del Conductor [°C]	Temp. Amb.	Temp	Acumu	Capacidad Amperimétrica del Conductor [A]	R del Conductor 75°C [Ohm/km]	XL del Conductor 60°C [Ohm/km]
<b>MT ALT - 06</b>	N0/PD - N01	1.50	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
	N01-N02	1.95	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
	N02-N03	1.30	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
	N03-N04	3.80	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
	N04-N05	3.80	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
	N05-N06	3.80	2/0	Al	60	26-30	1	100%	175	0.5840	0.4257
<b>BT L1 ALT - 06</b>	N03-N04	35.42	2	Al	60	26-30	1	100%	110	0.6230	0.1480
<b>BT L2 ALT - 06</b>	N01-NB05	62.78	2	Al	60	26-30	1	100%	110	0.6230	0.1480
	NB05-N02	53.14	2	Al	60	26-30	1	100%	110	0.6230	0.1480

## 1. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.

Para realizar el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos utilizados en el diseño de la red de distribución de media tensión se han seguido la Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos, GM-012 y la guía de cálculos mecánicos y selección de estructuras elaborada por Arboleda Figueroa y Mejía Orozco.

Una vez se ha verificado que los conductores seleccionados en cada tramo de red cumplan con los parámetros eléctricos requeridos, este se usa como dato de entrada considerando también la caracterización meteorológica del área.

A continuación, se presenta el cálculo tipo para un apoyo, detallando paso a paso el procedimiento con el fin de demostrar la aplicación práctica de los conceptos teóricos establecidos en las guías técnicas mencionadas.

En la se muestran las características sobre el apoyo N01.

**Tabla XIII Características apoyo N01**

CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA			
Ubicación	Floridablanca, Santander		
Altitud	1531 m.s.n.m.		
Temperatura media ambiente	23 °C		
Zona	Rural		
CARACTERÍSTICAS DE LA RED			
Nivel de tensión	Media Tensión		
Cambio de dirección de la línea	52°		
Vanos	Anterior	100 m	
	Posterior	70,86 m	
Conductores	3 x 2/0 (F) AWG		
Altura de los conductores	(F) 9,5 m	(F) 9,5 m	(F) 9,5 m
Diámetro de conductores	11,4 mm		
	Anterior	Posterior	
Tensión mecánica en operación diaria	330 [daN]	329 [daN]	
Tensión mecánica en viento reducido	393 [daN]	409 [daN]	
Tensión mecánica en viento máximo	411 [daN]	420 [daN]	
Cantidad de aisladores	1/FASE		
Altura de los aisladores	(F) 9,5 m	(F) 9,5 m	(F) 9,5 m
Longitud de los aisladores	374mm		
Diámetro de los aisladores	91 mm		

Las tensiones mecánicas del conductor fueron extraídas del documento de la ESSA titulado Anexo B: Tablas de cálculo mecánico cables desnudos en la sección B2.1:Clima templado, Zona 1 (Velocidad de viento máxima 60 km/h).

La determinación de la altura de las estructuras está condicionada por el nivel de tensión de la red de distribución. De acuerdo con la normativa de ESSA, se establece que para redes de baja tensión la altura mínima permitida es de 8 metros, mientras que para redes de media tensión con un nivel de 13,2 kV, dicha altura debe ser como mínimo de 12 metros. Adicionalmente, conforme a lo indicado en la NTC 1329, la longitud de empotramiento corresponde al 10 % de la longitud total de la estructura más un valor adicional de 60 cm.

En condiciones normales de operación, se deben considerar todos los conductores y cables de

guarda bajo un régimen climático que contemple viento promedio diario y la temperatura correspondiente. Bajo este escenario, la estructura está sometida simultáneamente a las siguientes acciones:

- Fuerza generada por la presión del viento.
- Fuerza resultante del desequilibrio en las tensiones mecánicas.
- Fuerza inducida por el cambio de dirección de la línea.

Todas las fuerzas deben expresarse en decaNewtons (daN).

### ***Fuerza por Presión del Viento***

El viento genera una fuerza transversal sobre la estructura, actuando sobre conductores, aisladores y demás elementos instalados. Esta fuerza está influenciada por la geometría de los componentes y por las condiciones particulares de la zona donde se localiza la estructura. Por ello, es necesario calcular la presión del viento individualmente para cada tipo de elemento presente.

La expresión utilizada para determinar dicha fuerza es la siguiente:

$$F_V = Q \times K_Z \times K_{zt} \times V^2 \times G \times C_f \times A$$

- $F_{Vw}, F_{Va}, F_{Vs}$ : Fuerza por presión del viento (aplicable a conductor, aislador o estructura).
- $Q$ : Factor de conversión de energía cinética.
- $K_Z$ : Coeficiente de exposición a la velocidad del viento.
- $K_{zt}$ : Coeficiente topográfico.
- $V$ : Velocidad básica del viento (en m/s).
- $G$ : Factor de respuesta a ráfagas.
- $C_f$ : Coeficiente de forma.
- $A$ : Área efectiva del elemento.

**Factor de conversión de energía cinética,  $Q$ .** El factor de conversión  $Q$  representa la

transformación de la energía cinética del viento en energía potencial de presión. Su valor depende directamente de las condiciones ambientales, específicamente de la temperatura y la altitud de la zona de estudio. Para este fin, se utiliza la Tabla 8 – Constante Q incluida en la *Guía Técnica para el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos*, página 30.

Al interpolar los valores de esta tabla para una altura de 1531 *m. s. n. m* y una temperatura ambiente de 23°C se obtiene que el factor Q para nuestro proyecto es  $Q = 0,494$

**Coefficiente de exposición a la velocidad del viento,  $K_z$ .** El coeficiente de exposición a la velocidad del viento ajusta la velocidad del viento en función de la altura, considerando que esta varía por la fricción generada por la rugosidad del terreno. Dado que depende de la altura efectiva Z, debe calcularse individualmente para cada tipo de elemento utilizando la fórmula correspondiente.

$$K_z = 2,01 * \left( \frac{Z}{Z_g} \right)^{\frac{2}{\alpha}}$$

Donde  $\alpha$  y  $Z_g$  se obtienen de la Tabla 9 de la Guía los cuales dependen del tipo de terreno, y según la Tabla 10 de esta misma guía, el área donde se encuentra ubicado el proyecto corresponde con un terreno Tipo C por lo que  $\alpha = 9,5$  y  $Z_g = 274 \text{ m}$ .

Para poder calcular este coeficiente resta estimar la altura efectiva Z la cual corresponde con la distancia vertical, tomada desde la base de la estructura, donde es aplicada la fuerza ejercida por la presión del viento. Para calcular la altura efectiva de los aisladores y conductores, se realiza el promedio de cada uno como sigue, asumiendo que los aisladores y los conductores se encuentran a la misma altura

$$Z_w = Z_a = \frac{9,5 + 9,5 + 9,5}{3} = 9,5 \text{ m}$$

Donde  $Z_w$  y  $Z_a$  es la altura efectiva de los conductores y los aisladores respectivamente.

Para calcular la altura efectiva del apoyo se usa la siguiente fórmula

$$Z_s = \frac{L - L_e}{3} * \left[ \frac{2 * d_c + d_d}{d_c + d_b} \right]$$

Donde,

$L$ : longitud total de la estructura en metros

$L_e$ : longitud de empotramiento de la estructura en metros

$d_c$ : diámetro de la cima de la estructura en centímetros

$d_b$ : diámetro de la base en centímetros

Al reemplazar los valores para un poste de 12 m con carga de rotura de 1329,3 *daN* se obtiene que la altura efectiva es de

$$Z_s = \frac{12 - 1.8}{3} * \left[ \frac{2 * 19 + 37}{19 + 37} \right] = 4,55 \text{ m}$$

Al utilizar los resultados anteriores para hallar el coeficiente de exposición a la velocidad del viento  $K_z$  para cada uno de los elementos se obtiene que

$$K_{z-w} = K_{z-a} = 2,01 * \left( \frac{9,5}{274} \right)^{\frac{2}{9,5}} = 0,9904$$

$$K_{z-s} = 2,01 * \left( \frac{4,55}{274} \right)^{\frac{2}{9,5}} = 0,8491$$

Donde  $K_{z-w}$ ,  $K_{z-a}$  y  $K_{z-s}$  corresponde a los coeficientes para los conductores, el aislador y el poste respectivamente.

**Factor de respuesta de ráfaga, G.** El factor G se utiliza para ajustar los efectos dinámicos y la falta de sincronía en las ráfagas de viento que afectan a los distintos componentes de una línea de distribución. Este factor debe determinarse individualmente para cada tipo de elemento. Su valor se obtiene mediante la siguiente fórmula:

$$G = \frac{1 + 4,6 * I_z * B}{1 + 6,1 * I_z}$$

Donde,

**$G_w, G_a, G_s$** : Factor de respuesta de ráfaga para conductor, aislador y estructura, respectivamente.

**$B$** : Respuesta adimensional de la carga de viento de fondo cuasi estática.

**$I_z$** : Intensidad de turbulencia a altura efectiva.

El valor de  $B$  y  $I_z$  se calcula como se muestra a continuación

$$I_z = C_{exp} * \left(\frac{10}{Z}\right)^{\frac{1}{6}}$$
$$B_a = B_s = \frac{1}{1 + \frac{0,56 * Z}{L_s}}$$
$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0,8 * V_v}{L_s}}$$

Donde,

**$B_w, B_a, B_s$** : Respuesta adimensional de la carga de viento de fondo cuasi estática para conductor, aislador y estructura, respectivamente.

**$I_{zw}, I_{za}, I_{zs}$** : Intensidad de turbulencia a la altura efectiva de conductor, aislador y estructura, respectivamente.

**$C_{exp}$** : Constante de intensidad de turbulencia.

**$L_s$** : Escala integral transversal de turbulencia.

**$Z$** : Altura efectiva.

**$V_v$** : Vano viento.

Teniendo en cuenta que el terreno es tipo C, y al seleccionar los valores correspondientes de la Tabla 11 de GM-012 (EPM, 2019), se tiene que  $C_{exp} = 0,2$  y  $L_s = 67 \text{ m}$

De esta manera se calculan los valores de  $I_z$  y  $B$ :

$$I_{zw} = I_{za} = 0,2 * \left(\frac{10}{9,5}\right)^{\frac{1}{6}} = 0,2017$$

$$I_{zs} = 0,2 * \left(\frac{10}{4,5724}\right)^{\frac{1}{6}} = 0,2279$$

Se calcula el vano viento para esta estructura de acuerdo con la Ecuación 11 de GM 012 (EPM, 2019)

$$V_{Vi} = \frac{100 + 70,86}{2} = 85,43 \text{ m}$$

De esta manera se calcula  $B$  como sigue

$$B_w = \frac{1}{1 + \frac{0,8 * 85,43}{67}} = 0,4950$$

$$B_a = \frac{1}{1 + \frac{0,56 * 9,5}{67}} = 0,9264$$

$$B_s = \frac{1}{1 + \frac{0,56 * 4,5724}{67}} = 0,9632$$

Por último, se calcula los valores de factor de respuesta de ráfaga:

$$G_w = \frac{1 + 4,6 * 0,2017 * 0,4950}{1 + 6,1 * 0,2017} = 0,6543$$

$$G_s = \frac{1 + 4,6 * 0,2279 * 0,9632}{1 + 6,1 * 0,2279} = 0,8408$$

$$G_a = \frac{1 + 4,6 * 0,2279 * 0,9264}{1 + 6,1 * 0,2279} = 0,8337$$

Debido al que el terreno donde se encuentra la red distribución no presenta un alto grado de accidentalidad, el coeficiente topográfico  $K_{zt}$  se le ha otorgado un valor de 1. Adicionalmente, la Guía de cálculos mecánicos y selección de estructuras, elaborada por Arboleda Figueroa y Mejía Orozco (s.f.), el coeficiente de forma  $C_f$  se toman valores estandarizado para conductores, aisladores y



estructuras de 1, 1,2 y 1, respectivamente.

**Área efectiva.** El área efectiva corresponde a la superficie expuesta al viento, proyectada en un plano perpendicular a su dirección. En el caso de los aisladores, se aplica un factor de corrección de 0,6 debido a su geometría. Esta área se determina para conductores, aisladores y estructuras utilizando las ecuaciones respectivas para cada componente.

$$A_w = V_v * \frac{d_w}{1000}$$

$$A_a = \frac{L_a}{1000} * \frac{d_a}{1000} * 0,6$$

$$A_s = \frac{(L - L_e) * (d_b + d_c)}{200}$$

**$A_w, A_a, A_s$ :** Área Efectiva de conductor, aislador y estructura, respectivamente.

**$V_v$ :** Vano viento, en metros.

**$d_w, d_c$ :** Diámetro del conductor y aislador, respectivamente, en milímetros.

**$L_a$ :** Longitud del aislador, en milímetros.

**$L$ :** Longitud total de la estructura, en metros.

**$L_e$ :** Longitud de empotramiento de la estructura, en metros.

**$d_b, d_c$ :** Diámetro de la base y cima de la estructura, respectivamente, en centímetros.

Así, para la estructura en análisis se calculan las diferentes áreas efectivas como se muestra a continuación

$$A_w = 85,43 * \frac{11,3}{1000} = 0,9654 \text{ m}^2$$

$$A_a = \frac{330}{1000} * \frac{91}{1000} * 0,6 = 0,0180 \text{ m}^2$$

$$A_s = \frac{(12 - 1,8) * (38 + 20)}{200} = 2,958 \text{ m}^2$$

**Velocidad básica del viento,  $V$ .** La velocidad básica del viento se define como la velocidad de una ráfaga con una duración de 3 segundos, medida a 10 metros de altura sobre el nivel del suelo en un terreno clasificado como de exposición tipo C. Este valor puede obtenerse a partir de la Figura 2 del documento de EPM titulado Anexo A: Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del grupo EPM de donde se obtiene que, para la zona de estudio, la velocidad básica del viento toma un valor de  $16,6 \text{ m/s}$ .

Con los valores anteriormente calculados se obtienen los valores de fuerza por presión del viento sobre los elementos

$$F_{VW} = 8,6185 \text{ daN}$$

$$F_{Va} = 0,2460 \text{ daN}$$

$$F_{Vs} = 32,0059 \text{ daN}$$

#### ***Fuerza por Desequilibrio de Tensiones Mecánicas***

Cuando existen diferencias en las tensiones mecánicas entre vanos contiguos —por ejemplo, en estructuras con desniveles, terminales o de anclaje—, se considera la carga longitudinal sobre el conductor. Esta fuerza se calcula como el valor absoluto de la diferencia entre la tensión mecánica del vano anterior y la del vano posterior, expresada en decanewtons.

Estas tensiones se determinan dentro del análisis de conductores, bajo la hipótesis de condición diaria.

Para el apoyo en cuestión, esta fuerza se calcula como sigue

$$F_{TW} = |T_{H1} - T_{H2}| = 330 - 329 = 1 \text{ daN}$$

#### ***Fuerza por Cambio de Dirección de la Línea***

Cuando una línea cambia de dirección, se genera una fuerza transversal debido a la suma de las tensiones mecánicas de los vanos adyacentes. Esta fuerza se calcula multiplicando dicha suma por el seno de la mitad del ángulo de desviación. Para este ejemplo tipo, esta se calcula como sigue

$$F_{T\theta} = (T_{H1} + T_{H2}) * \sin\left(\frac{\theta}{2}\right) = (330 + 329) * \sin\left(\frac{52^\circ}{2}\right) = 288,8866 \text{ daN}$$

Además, si existe un desequilibrio en las tensiones de los vanos a ambos lados del cambio de dirección, se debe considerar una fuerza longitudinal adicional ajustada por el coseno de ese mismo ángulo la cual se calcula como sigue

$$F_{TW} = (T_{H1} - T_{H2}) * \cos\left(\frac{\theta}{2}\right) = (330 - 329) * \cos\left(\frac{52^\circ}{2}\right) = 0,8987 \text{ daN}$$

Ahora se evalúan las contingencias que podrían afectar la estructura, así como las cargas asociadas al proceso de montaje. Entre los escenarios considerados se incluye la rotura de un conductor y situaciones de desequilibrio en las tensiones mecánicas de hasta un 50 %.

### ***Carga por Rotura de Conductor***

Se considera el caso de rotura de un conductor en cualquiera de las fases, mientras que las otras fases y el cable de guarda permanecen intactos (o viceversa). Esta situación se analiza bajo condiciones climáticas de viento reducido y temperatura coincidente. En este escenario, el conductor sano del vano adyacente genera la mayor carga sobre la estructura, y dicha fuerza se representa por la tensión mecánica del conductor adyacente al roto:

$$F_{WR} = |T_{WR}|$$

Donde  $|T_{WR}|$  es la tensión mecánica del conductor contiguo al que se ha roto.

Si las tensiones mecánicas de los vanos adyacentes no son iguales, se asume que el conductor roto corresponde al vano con la menor tensión, y la fuerza se calcula con base en la diferencia entre esa tensión y la mayor de los dos.

Para el cálculo tipo que se está llevando a cabo, usando datos bajo condiciones de viento reducido, se determinó una fuerza por conductor roto de:

$$F_{WR} = 393 \text{ daN}$$

### ***Carga por Desequilibrio del 50 % en las Tensiones Mecánicas***

Cuando se presenta un desequilibrio del 50 % en las tensiones mecánicas de los conductores, bajo condiciones de viento máximo y temperatura coincidente, se genera una fuerza que debe ser considerada en el análisis estructural. Esta fuerza se calcula como la mitad del valor absoluto de la tensión mecánica del conductor en dichas condiciones:

$$F_{T50\%} = 0,5 * |T_{HVM}|$$

Donde  $|T_{HVM}|$  representa la tensión mecánica del conductor bajo viento máximo.

Si existen diferencias entre las tensiones mecánicas de los vanos adyacentes, se toma como referencia la mayor de ellas.

Para el apoyo en cuestión se tiene que

$$F_{T50\%} = 0,5 * |420| = 210 \text{ daN}$$

Ahora se calcula los momentos generados por cada una de estas fuerzas. Los resultados se muestran a continuación

$$M_{VS} = 32,0059 * 4,5724 = 146,3438 \text{ daN} * m$$

$$M_{VW} = 8,6185 * 9,5 * 3 = 245,6273 \text{ daN} * m$$

$$M_{VS} = 0,2460 * 9,5 = 7,0104 \text{ daN} * m$$

$$M_{T\theta} = 3 * 288,8866 * 9,5 = 8233,2681 \text{ daN} * m$$

$$M_{TW} = 3 * 0,8987 * 9,5 = 25,61295 \text{ daN} * m$$

$$M_{WR} = 393 * 9,5 = 3733,5 \text{ daN} * m$$

$$M_{T50\%} = 3 * 210 * 9,5 = 5985 \text{ daN} * m$$

Según la NTC 1329, el momento resistente es producido por la carga de rotura máxima a 20 cm de la cima de la estructura, entonces

$$M_R = 1323,9 * (12 - 1,8 - 0,2) = 13239 \text{ daN} * m$$

Ahora se procede a verificar que el momento actuante sea menor que el momento resistente para cada uno de los escenarios con un factor de seguridad de 2 según la Tabla 12 de GM-012.

El momento actuante en condiciones normales se calcula como la suma geométrica de todos los momentos longitudinales y transversales presentes en la estructura sin contar el momento resistente. Para este apoyo, el momento actuante es:

$$M_A = \sqrt{(M_{TW})^2 + (M_{Vs} + M_{Va} + M_{Vw} + M_{T\theta})^2}$$

Reemplazando se obtiene que,

$$M_A = 8632,2896 \text{ daN} * m$$

Se comparan los momentos actuantes en las condiciones normal y anormales con el momento resistente de la estructura.

$$\frac{13239}{8632} = 1,53 < 2$$

$$\frac{13239}{3733} = 3,55 > 2$$

$$\frac{13239}{5985} = 1,5 > 2$$

De esto se concluye que se cumple la desigualdad para las condiciones anormales, sin embargo, para los momentos de la condición normal no es así. Este criterio del factor de seguridad se alcanzará con la integración de retenidas o templetes siguiendo la norma de construcción NC-RA6-001 Retenidas para redes aéreas de distribución de energía del grupo EPM.

En el Anexo A.3. se presenta los cálculos detallados para cada uno de los apoyos con sus respectivos resultados y verificaciones.

m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes.

El cálculo y coordinación de protecciones contra sobrecorrientes del sistema se debe llevar a cabo una vez el inciso e. sea haya realizado, ya que este es indispensable para realizar coordinación de

protecciones.

- n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, conduletas, etc.).

Dado que este proyecto corresponde a una red de distribución completamente aérea, este inciso no aplica.

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

Esta sección se desarrolla siguiendo lo estipulado en la Guía Metodológica Cálculo de Pérdidas de Energía GM-02 del grupo EPM.

Las pérdidas técnicas en los sistemas de distribución de energía ocurren principalmente en los transformadores y conductores, como resultado del flujo de corriente y la interacción de los materiales que los componen. Para el cálculo de las pérdidas en los conductores se han utilizado las fórmulas de la Tabla 2 de la Guía en uso. A modo de cálculo tipo, se selecciona el tramo de media tensión entre los apoyos N0/ND y N01. Siendo este un tramo trifásico, se utilizan la Ecuación 12 de la Guía para hallar el porcentaje de pérdidas en el tramo.

$$\%Pérdidas = \frac{\sqrt{3} * i * R * l * (0,7 * F_c + 0,3) * 100}{V_L * FP * NCF}$$

Donde,

$i$  es la corriente nominal del conductor [A]

$R$  es la resistencia del conductor [ $\Omega/km$ ]

$l$  es la longitud del tramo [m]

$V_L$  es el voltaje nominal de línea.

$FP$  es el factor de potencia

$NCF$  corresponde al número de conductores por fase

Y  $F_c$  es el factor de carga el cual se dimensiona como se muestra a continuación

$$F_c = \frac{\text{Potencia promedio (kVA)}}{\text{Potencia máxima (kVA)}}$$

Al reemplazar los valores correspondientes al tramo desde el Anexo p. se obtiene que

$$\%P\acute{e}rdidas = \frac{\sqrt{3} * 175 * 0,584 * 100 * \left(0,7 * \frac{27,489}{99,03} + 0,3\right) * 100}{13200 * 0,95 * 1} = 0,69\%$$

Este mismo procedimiento se realizó para cada uno de los tramos y niveles de tensión utilizando las fórmulas correspondientes. El procedimiento y resultados obtenidos para cada uno de los tramos se presenta en el Anexo A.4.

Una vez obtenidos los valores de porcentaje de pérdidas acumuladas, se procede a comparar con los valores admisibles establecidos en la Tabla 1 de la Guía.

#### p. Cálculos de regulación.

Para dar cumplimiento con este apartado, se siguen los lineamientos establecidos en el numeral 6.4 de NTG-01 (ESSA,2025). De acuerdo con la norma, se permite en la regulación de tensión hasta un 3% en media tensión, de igual manera, para redes de distribución en baja tensión para zona rural, se permite hasta un 3%.

Para el cálculo de la regulación de tensión se usará el método de momento eléctrico calculado por tramo, el cual se muestra en la

$$R\% = M_e * K [\%] ; \quad M_e = kVA * l \quad (7)$$

Donde,

$R\%$ : Porcentaje de regulación

$M_e$ : Momento eléctrico

$K$ : Constante de regulación

$kVA$ : Demanda del tramo

$l$ : Longitud del tramo en metros

A continuación, en se presentan los datos propios de cada tramo para calcular su regulación de tensión

**Tabla XIV** Información de los parámetros de cada uno de los tramos de la red

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>Nombre del Tramo</b>	<b>Fases</b>	<b>Demanda Máxima [VA]</b>	<b>Dem. Máx. Diversificada [VA]</b>	<b><math>V_L</math> [V]</b>	<b><math>I_L</math> [A]</b>	<b><math>I_{L125\%}</math> [A]</b>	<b>Longitud [m]</b>
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	N0/PD - N01	3	99030	27489	13200	1.20	1.50	100
	N01-N02	3	79224	35581	13200	1.56	1.95	70,86
	N02-N03	3	52816	23721	13200	1.04	1.30	77,85
	N03-N04	2	52816	46329	13200	3.04	3.80	50
	N04-N05	2	52816	46329	13200	3.04	3.80	50
	N05-N06	2	52816	46329	13200	3.04	3.80	84,91
<b>BAJA TENSIÓN</b>	N03-N04	3	13204	10210	208	28.34	35.42	34.17
	N01-NB05	3	26408	18095	208	50.23	62.78	36.81
	NB05-N02	3	19806	15314	208	42.51	53.14	34

A continuación, se muestra el cálculo tipo de la regulación de tensión con el tramo N0/PD – N01

El momento eléctrico del tramo se calcula como el producto entre la demanda máxima diversificada por la longitud de este, al realizar esto para el tramo se obtiene

$$M_e = 27,489 * 100 = 2748,9 [kVA * m]$$

Ahora, la constante de regulación se obtiene del documento titulado Anexo 3, Tabla 18 de la NTG – 01 (ESSA, 2025). Inicialmente, se selecciona como conductor 2/0 A WG 6/1 Quail, ya que además de ser el mínimo exigido por el operador de red para media tensión, la ampacidad del conductor está por encima del 125% de la corriente nominal del tramo. Al ser este tramo una red aérea desnuda de tensión nominal 13,2 kV, trifásica de tres hilos en configuración bandera y de acuerdo con la Tabla de la NTG – 01, la constante de regulación para este conductor es

$$K = 4,081 \times 10^{-07} \left[ \frac{\%}{[kVA * m]} \right]$$



Al reemplazar en la ecuación (7) se obtiene

$$\%R = 2748,9 * 4,081 \times 10^{-7} = 0,0011\%$$

Al realizar este procedimiento para uno de los tramos de la red se obtiene los resultados de regulación parcial mostrados en la

**Tabla XV** Regulación parcial por tramo de red.

<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>Nombre del Tramo</b>	<b>%<i>R</i> Parcial [%]</b>
<b>MEDIA TENSIÓN</b>	N0/PD - N01	0,001
	N01-N02	0,001
	N02-N03	0,0007
	N03-N04	0,0014
	N04-N05	0,0014
	N05-N06	0,0023
<b>BAJA TENSIÓN</b>	N03-N04	0,9012
	N01-NB05	1,6171
	NB05-N02	1,300

Con lo anterior, el porcentaje de regulación de tensión acumulado para toda la red en media tensión es igual a  $\%R = 0,0079\%$  mientras que para las dos secciones en baja tensión es  $\%R = 1,6717$  y  $R = 2,9784\%$ . Estos valores obtenidos cumplen con los valores máximos exigidos por el operador de red.

El detalle de los datos de entrada, cálculos y resultados se muestra en el Anexo A.4

#### q. Clasificación de áreas

Según lo establecido en el Artículo 3.28.3.1 del RETIE 2024, las áreas clasificadas como peligrosas son aquellas en las que pueden presentarse atmósferas explosivas debido a la presencia de gases, vapores inflamables, polvos combustibles o fibras fácilmente inflamables. Tras el análisis del entorno en la zona de intervención del proyecto, se concluye que no existen condiciones que permitan clasificar el área como peligrosa, ya que no se identificaron procesos industriales, almacenamiento de sustancias inflamables ni materiales combustibles en el ambiente. Por lo tanto, la instalación eléctrica proyectada no requiere consideraciones especiales de diseño para áreas clasificadas como peligrosas.

- r. Elaboración de diagramas unifilares

En el anexo F se presenta el diagrama unifilar del proyecto.

- s. Planos eléctricos para construcción

Los planos de detalle y planos para la construcción se encuentran presentes en el Anexo E

- t. Especificaciones de construcción complementarias a /os planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.

Los planos de detalle y planos para la construcción se encuentran presentes en el Anexo E

- u. Indicar las distancias de seguridad requeridas.

Las distancias de seguridad empleadas en el diseño de la red de distribución se han establecido conforme a los lineamientos técnicos definidos en la norma interna NT-06: Distancias de seguridad en redes de distribución de la Electrificadora de Santander (ESSA), perteneciente al Grupo EPM. Esta norma proporciona los criterios mínimos para garantizar la integridad de las personas, la infraestructura y el entorno frente a los riesgos eléctricos asociados a las redes de distribución. En este inciso se establecen las distancias mínimas de seguridad que se deben mantener entre los componentes de la red de distribución y los objetos que se encuentran en las proximidades.

#### ***Distancias Mínimas de Seguridad a Edificios y Otras Estructuras***

Debido a que la zona donde se localiza la red de distribución no presenta edificaciones de gran altura ni estructuras muy elevadas; únicamente se encuentran viviendas unifamiliares de un solo nivel y casas rurales de baja altura. Por tanto, todas las distancias horizontales mínimas de seguridad a las líneas de baja y media tensión que aplican de la Tabla 2 de la NT – 06 se cumplen para el contexto del presente proyecto.

#### ***Distancias de Seguridad entre conductores soportados en una misma estructura***

Para este caso es necesario garantizar las distancias mínimas entre conductores en los apoyos

que cuentan con media y baja tensión de acuerdo con la Tabla 7 de la NT-06. Según lo anterior, la distancia mínima entre los conductores de fase de media tensión y baja tensión es

$$DS = 0,4 + 0,01 * (13,2 - 7,6) = 0,456 \text{ m}$$

Es decir, la red de media tensión en configuración semibandera debe estar al menos 0,46 m por encima de la fase a mayor altura de la red de baja tensión. De acuerdo con el diseño, la red de media se encuentra a una altura de 9,5 m y el conductor de mayor altura de la red de baja a una altura de . Por lo que se asegura que esta distancia de seguridad se cumple.

### ***Distancias de Seguridad entre conductores soportados en diferentes estructuras***

En la zona no se encuentran redes existentes diferentes a la que será remplazada, por lo que este tipo de distancias de seguridad no se toman en cuenta. Sin embargo, cabe mencionar que para este apartado las distancias de seguridad que se deben cumplir son las presentes en la Tabla 8 de la NT -06

### ***Espacios para la Construcción, Operación y Mantenimiento de las Redes de Distribución de Energía***

EPM establece la Ecuación 1 en la NT-06 par calcular el ancho de la franja a partir de las distancias mínimas horizontales a obstáculos en ambos costados de la línea, el ángulo de apertura de las cadenas y el ancho promedio de una estructura. Así, siguiendo esta ecuación, el ancho de la franja es

$$\text{Ancho franja} = 2,3 + 2 * 2,4 + 0 = 7,1 \text{ m}$$

Para los apoyos de retención con cruceta de 2,4 m, y

$$\text{Ancho franja} = 2,3 + 2 * 1,5 + 0 = 5,3 \text{ m}$$

Para los apoyos de retención con cruceta de 1,5 m.

- v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.

En el presente diseño no se realizó ninguna desviación respecto a lo establecido en la Norma

Técnica Colombiana NTC 2050, dado que todas las especificaciones y criterios de instalación se ajustan a lo exigido por dicha normativa. No se compromete la seguridad de las personas ni la integridad de la instalación eléctrica.

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

Para el presente proyecto no se consideró necesario realizar estudios adicionales relacionados con condiciones sísmicas, acústicas, o térmicas, dado que las características de la zona, el tipo de red diseñada (aérea de media y baja tensión) y los equipos seleccionados no lo requieren según el alcance del diseño y las normativas aplicables.

- x. Selección, cálculo y especificaciones de equipos de generación de energía convencionales y no convencionales.

El diseño no cuenta con sistemas de generación de energía.

## Referencias

- Arboleda Figueroa, G., & Mejía Orozco, J. (2023). *Guía de cálculos mecánicos y selección de estructuras*.
- Electrificadora de Santander - ESSA. (2021). *NTG-02: Norma técnica de distribución para transformadores*.
- Electrificadora de Santander - ESSA. (2025). *Norma de electrificación rural*.
- Electrificadora de Santander - ESSA. (2025). *NTG-01: Norma técnica de electrificación rural*.
- Electrificadora de Santander - ESSA. (2023). *NT-06: Distancias de seguridad en redes de distribución*.
- Empresas Públicas de Medellín - EPM. (2021). *Técnica RA6-010*.
- Grupo EPM. (2019). *Anexo A: Caracterización de los parámetros meteorológicos en las zonas de influencia del Grupo EPM*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía metodológica N.º 08: Análisis de nivel de riesgo por rayos*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía metodológica: Coordinación de aislamiento para redes de distribución*.
- Grupo EPM. (2019). *Anexo B: Tablas de cálculo mecánico para cables desnudos*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía metodológica GM-02: Cálculo de pérdidas de energía*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía metodológica GM-03*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía metodológica N.º 07: Cálculo de campos electromagnéticos en redes de distribución*.
- Grupo EPM. (2019). *Guía técnica GM-012: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos*.
- ICONTEC. (2021). *NTC 2050: Código Eléctrico Colombiano*.
- IEEE. (2010). IEEE Std 80: *IEEE guide for safety in AC substation grounding*.
- IEEE. (2018). IEEE Std 1584: *Guide for performing arc-flash hazard calculations*.

IEC. (2002). IEC 60947-2: *Low-voltage switchgear and controlgear – Part 2: Circuit-breakers*.

IEC. (2016). IEC 60909: *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems*.

Ministerio de Minas y Energía. (2024). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – RETIE (Resolución 40117 de 2024)*.