



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Una Universidad incluyente y comprometida con el desarrollo integral



**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA FACULTAD  
DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,  
SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA  
2017**



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Una Universidad incluyente y comprometida con el desarrollo integral

**DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN ZARAGOCILLA 4 DE ELECTRICARIBE S.A.**

AUTOR:

**ALEXANDER DAVID BARRIOS DE AVILA**

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA PAMPLONA, COLOMBIA  
2017**



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Una Universidad incluyente y comprometida con el desarrollo integral

**DISEÑO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN EN MEDIA TENSIÓN ZARAGOCILLA 4 DE ELECTRICARIBE S.A.**

Autor:

ALEXANDER DAVID BARRIOS DE AVILA

Trabajo presentado para optar por el Título de:

**Ingeniero Eléctrico**

Director:

Ing. Phol Patiño Rojas

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y  
TELECOMUNICACIONES  
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA PAMPLONA, COLOMBIA  
2017**



## RESUMEN

Para resolver los múltiples problemas que presenta el circuito Zaragocilla 4 de la empresa electricaribe S.A. E.S.P en la ciudad de Cartagena de Indias D.T. y C El levantamiento se llevó a cabo en dos fases, la primera se realizó con el objetivo de identificar fallas visibles, tales como; apoyos en mal estado, distancias de seguridad, mal estado en los conductores, estado de los DPS y fusibles, estado de los transformadores, entre otras. La segunda fase, se llevó a cabo analizando los datos de la carga del circuito para el que fue diseñado y su carga actual, y los indicadores de continuidad del servicio al usuario.

Lo anterior, con el propósito de generar las actividades (o actuaciones) en las cuales se basará el nuevo diseño del circuito.

Durante la segunda fase del proyecto, se evidenció el aumento de la carga, superando la carga proyectada por el diseño inicial, esto, sumado con la falta de inversión de la empresa han generado el mal servicio prestado en este circuito en particular que ha dejado pérdidas económicas altas tanto para los usuarios como para el operador de red.

Por eso se han realizado todos los cálculos correspondientes a los conductores, apoyos, crucetas, puesta a tierra, protecciones y alumbrado público.

Se diseñó el circuito en mención con el fin de brindar la mayor fiabilidad posible del servicio y por ende generando más ingresos a la empresa y menos descontento entre los usuarios que alimentan las redes del circuito en media tensión.

Se reconducirá la trayectoria del circuito para poder organizar las derivaciones y distribuir las cargas que actualmente se encuentran conectadas a este circuito; se ampliarán los tramos y diseñarán todas las derivaciones que conforman el circuito completo Zaragocilla 4, permitiendo la transferencia de carga hacia los circuitos Bosque 4 y viceversa.

## ABSTRACT

To solve the multiple problems presented by the circuit Zaragocilla 4 of the company electricaribe S.A. E.S.P in the city of Cartagena de Indias D.T. and C The survey was carried out in two phases, the first was carried out with the objective of identifying visible faults, such as; props in poor condition, safety distances, poor condition of the drivers, state of the DPS and fuses, state of the transformers, among others. The second phase was carried out by analyzing the data of the load of the circuit for which it was designed and its current load, and the continuity indicators of the service to the user.

The above, with the purpose of generating the activities (or actions) on which the new design of the circuit will be based.

During the second phase of the project, the increase in load was evidenced, surpassing the load projected by the initial design, this, added with the lack of investment of the company, have generated the bad service rendered in this particular circuit that has left losses high economic costs for both users and the network operator.

For this reason, all the calculations corresponding to the conductors, supports, crossheads, earthing, protections and public lighting have been made.

The circuit was designed in order to provide the highest possible reliability of the service and therefore generating more revenue for the company and less discontent among the users who supply the networks of the medium voltage circuit.



## Tabla de contenido

<i>RESUMEN</i> .....	6
<i>ABSTRACT</i> .....	6
<i>INTRODUCCIÓN</i> .....	10
<i>JUSTIFICACIÓN</i> .....	11
<i>DELIMITACIÓN</i> .....	12
<i>Objetivo general</i> .....	12
<i>Objetivos específicos</i> .....	12
<i>ACOTACIONES</i> .....	12
<i>CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO</i> .....	13
<i>1.1 Zonas de viento en Bolívar</i> .....	13
<i>1.2 Términos y definiciones</i> .....	15
<i>1.3 Vanos ideales de regulación</i> .....	16
<i>1.4 Cálculo de retenidas</i> .....	16
<i>1.5 Cálculo mecánico de los apoyos</i> .....	17
<i>1.5.1 hipótesis normales</i> .....	17
<i>1.5.2 Esfuerzos verticales</i> .....	17
<i>1.5.3 Esfuerzos horizontales transversales</i> .....	17
<i>1.5.4 Por excentricidad del peso propio del conductor</i> .....	17
<i>1.5.5 Por conductores en apoyos de AL</i> .....	18
<i>1.5.6 Por conductores en apoyos de ANG</i> .....	18
<i>1.5.7 Por conductores en apoyos FL</i> .....	19
<i>1.6 Esfuerzos horizontales longitudinales</i> .....	20
<i>1.6.1 Por desequilibrio real de tensiones</i> .....	20
<i>1.7 HIPÓTESIS ANORMALES</i> .....	21
<i>1.7.1 Esfuerzo horizontal longitudinal</i> .....	21
<i>1.7.2 Esfuerzo longitudinal por ruptura de conductor</i> .....	22
<i>1.8 Selección apoyo autosoportado</i> .....	23
<i>1.8.1 Esfuerzos últimos y factores de mayoración</i> .....	23
<i>1.9 Conductores</i> .....	24
<i>1.10 Estructuras</i> .....	24
<i>1.10.1 Configuración en Bandera</i> .....	25
<i>1.10.2 Configuración Triangular – Compacta vano largo</i> .....	25
<i>1.10.3 Configuración Horizontal</i> .....	25
<i>1.10.4 Configuración Compacta</i> .....	25



1.10.5 Configuración Vertical .....	25
1.10. 6 Teoría del gravivano.....	26
1.10.7 TEORÍA DEL EOLOVANO (VANO VIENTO) .....	27
1.11 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PAT PARA UN ELECTRODO DE DIFUSION VERTICAL.....	28
1.11.1 PAUTAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.....	28
1.11.2 Cálculo de flechas.....	29
1.12 Cálculo eléctrico .....	30
1.12.2 Distancia media geométrica.....	31
1.13 Luminarias.....	32
1.13.1 Disposición unilateral .....	32
1.13.2 CÁLCULOS PARA ALUMBRADO PÚBLICO.....	33
1.13.3 REQUERIMIENTOS DE ILUMINACIÓN:.....	33
1.13.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FUENTES LUMINOSAS Y LUMINARIAS. ....	33
1.13.5 ALUMBRADO PÚBLICO EN COLOMBIA.....	35
1.13. 6 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO.....	35
1.14 Método de componentes simétricas .....	36
1.15 Cálculo de corriente de cortocircuito en media tensión .....	38
1.16 Apartarrayos .....	39
1.17 Sistema de puesta a tierra.....	39
1.17.1 Efectos de la frecuencia.....	40
1.17.2 Efectos de la magnitud y duración .....	40
1.18 Corriente nominal de descarga .....	41
1.18.1 Capacidad de absorción de energía .....	41
1.18.2 Sobretensiones por maniobra: .....	41
1.18.3 Sobretensiones atmosféricas: .....	42
1.19 Pautas para tener en cuenta al momento de coordinar protecciones .....	42
CAPITULO 2. RESULTADOS .....	43
2.1 CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO ZARAGOCILLA 4 .....	43
2.2 Revisión tramo a tramo del circuito zaragocilla 4.....	43
2.3 Cálculo de conductores.....	50
2.4 Corriente nominal del sistema a un factor de potencia 0.9.....	51
2.5 Pérdidas de potencia .....	52
2.6 Potencia a transportar .....	53
2.7 Cálculo de corriente de corto circuito en media tensión .....	53
2.8 Consideraciones básicas.....	58



2.9	<i>Protección para ramales en media tensión</i>	61
2.10	<i>Para el cálculo de las luminarias</i>	63
2.11	<i>Corriente nominal en BT (baja tensión)</i>	66
2.12	<i>Cálculo de cortocircuito para baja tensión</i>	67
2.13	<i>Protección en baja tensión</i>	67
2.14	<i>Cálculo de Eolovano</i>	72
2.15	<i>Cálculo de gravivano</i>	72
2.16	<i>Selección de apartarrayos</i>	74
2.17	<i>Tensión de funcionamiento continuo para los pararrayos a utilizar en el circuito Zaragoza 4</i>	74
2.18	<i>Dimensionamiento de aislamiento para utilización de apartarrayos</i>	75
2.18.1	<i>Protección contra sobretensiones de tipo rayo</i>	75
2.19	<i>PRESUPUESTO</i>	80
	<b>CONCLUSIONES</b>	87



## INTRODUCCIÓN

La proyección de las redes actuales del circuito zaragocilla 4 han cumplido su tiempo estipulado y por ende no logran cubrir la potencia demanda por todos los clientes conectados en éste importante circuito, además de que no logra hacer transferencia de carga entre los circuitos aledaños al momento de realizar maniobras y suplir la potencia de los demás usuarios.

Debido a que el actual circuito zaragocilla 4 no puede suplir la carga conectada a él, presenta muchas fallas ocasionando pérdidas económicas muy altas y el descontento de todos los usuarios de este sector; Los conductores y los apoyos son bastante obsoletos, disminuyendo la confiabilidad del circuito y causando fallas por salidas inesperadas o por mantenimiento correctivo. Por la cercanía con el circuito bosque 4 y el futuro circuito Zaragocilla 10, se busca poder hacer transferencia de carga de un circuito a otro sin necesidad de sobrecargar el sistema al momento de realizar una maniobra o en caso de falla inesperada que pueda suplir la carga de varios sectores al tiempo.

Este proyecto busca solucionar el problema descrito anteriormente mediante la organización y distribución de las derivaciones y cargas del actual circuito zaragocilla 4 al futuro circuito zaragocilla 10, lo cual permitirá aumentar la confiabilidad del circuito y disminuir las pérdidas técnicas gracias al cálculo de todas las estructuras, conductores, protecciones y futuras transferencias de carga de un circuito a otro en caso de que así suceda.

Se realizarán los cálculos del sistema de puesta a tierra teniendo en cuenta cada uno de los terrenos donde se realizará la instalación del electrodo de puesta a tierra o el anillo de puesta a tierra.

Se llevarán a cabo simulaciones de corto circuito y coordinación de protecciones en todo el circuito a través de programas especializados en cuanto al tema de protecciones y posibles fallas en cualquier lugar a lo largo del circuito.

La iluminación se diseñará en base a la normativa europea con el fin de brindar la mayor seguridad a los transeúntes, conductores y residentes del sector; garantizando un muy bajo consumo por parte de las luminarias que serán tipo led y estarán mejor distribuidas para poder ofrecer un óptimo desempeño del alumbrado público.





## JUSTIFICACIÓN

La planeación de la expansión de sistemas eléctricos de distribución es una de las actividades primordiales que ejecutan las empresas dedicadas a la distribución de energía eléctrica. Puede afirmarse, que el principal objetivo de esta actividad es asegurarse de disponer de capacidad suficiente para atender la demanda de energía que los clientes requieren en un momento dado, obviamente cumpliendo con estándares técnicos de diseño, construcción y de calidad (Anaut et al., 2009). Son diferentes los elementos que debe considerar la planeación de la distribución, entre ellos las cantidades y tipos de red que lo componen, las proyecciones de crecimiento de la demanda, subestaciones y sus capacidades disponibles, además de variables externas como el crecimiento del país, problemas de orden socioeconómico, entre otros (Wills, 2004). Aparte de los elementos citados, la cantidad de equipos y dispositivos que constituyen el sistema y los diferentes escenarios futuros que pueden plantearse permiten que la tarea del planeador pueda ser abordada desde diferentes ópticas o enfocarse en objetivos específicos.

Los sistemas de distribución reales están contruidos por una gran variedad de elementos que pueden ser ensamblados de diferentes maneras; es por esto que los circuitos de distribución poseen una gran cantidad de diferentes tipos de construcción y posibles topologías (Willis, 2004).



## DELIMITACIÓN

### Objetivo general

Diseñar el sistema de distribución eléctrica en media tensión para el circuito Zaragocilla 4 de la empresa ELECTRICARIBE S.A. en Bolívar norte, Cartagena.

### Objetivos específicos

- Diseñar las redes eléctricas de media tensión y alumbrado público para el circuito Zaragocilla 4.
- Calcular el sistema de puesta a tierra para todo el circuito.
- Diseñar la iluminación del alumbrado público a lo largo de todo el circuito.
- Diseñar el sistema de protecciones eléctricas para el circuito Zaragocilla 4.
- Elaborar los planos eléctricos y diseños de construcción de las estructuras a utilizar en el proyecto.
- Determinar las especificaciones de construcción técnicas de los materiales y el presupuesto de obra.

## ACOTACIONES

El Informe final del proyecto detallará los cálculos según criterios ingenieriles de las protecciones eléctricas, redes media tensión, iluminación, sistema de puesta a tierra y demás ítems presentados en el artículo 10 del Retie.

## CAPÍTULO 1 MARCO TEÓRICO

### 1.1 Zonas de viento en Bolívar

Cartagena de Indias, capital del departamento de Bolívar situada en la zona norte del caribe colombiano a orillas del mar caribe.

Por la ubicación geográfica presenta un alto nivel de contaminación, lo que sugiere selección especial de la aparamenta que se necesita instalar y a tener en cuenta para el diseño una red de media tensión.

Según la zona de viento Cartagena de Indias presenta las siguientes características de viento:

Zona de Viento	Área Rural		Área Urbana	
	Viento Máximo (km/h)	Viento Reducido (km/h)	Viento Máximo (km/h)	Viento Reducido (km/h)
A	130	78	80	48
B	100	60	60	36
C	80	48	50	30

Tabla 1. Zonas de viento en el departamento de Bolívar

La zona donde se requiere diseñar el circuito corresponde a la zona urbana, con zona de viento A y nivel de contaminación alto.

En este capítulo se presenta un marco conceptual acerca de las zonas de viento en el departamento de Bolívar, con el fin de obtener una mejor elección de los materiales para el diseño del circuito y obtener mayor información acerca de éstos. (Sanchez, William. Lineas de media tension sin neutro; 2012).

Tipo	Descripción	Denominación	Nivel de Contaminación
Tipo poste	Aislador porcelana Line post	ANSI 57-1	Contaminación Normal (1)
	Aislador Compuesto Hibrido	PH-13,2	Altamente contaminado (2)
Tipo cadena	Aislador Compuesto Tipo cadena	ANSI DS15	Contaminación Normal (1)
		ANSI DS28	Altamente contaminado (2)

Tabla 2. Aisladores a utilizar según la zona de contaminación con nivel de tensión 13,2 kV.

(1) El nivel de contaminación normal, corresponde al nivel II de acuerdo a la norma IEC 60815, con una distancia de fuga de 20 mm/kV.

(2) El nivel altamente contaminado, corresponde al nivel IV de acuerdo a la norma IEC 60815, con una distancia de fuga de 31 mm/kV.



Imagen 1. Zonas de viento en el departamento de Bolívar (imagen tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

## 1.2 Términos y definiciones

**ARMADO:** Conjunto de materiales cuya función es sostener los conductores en el poste, definiendo la ubicación espacial de los mismos.

**CANTON:** Conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre, donde se tiende y se regula el conductor.

**EOLOVANO:** Distancia para determinar la carga transversal debido a la acción del viento sobre los Conductores. Se calcula como la semisuma de las longitudes de los vanos anterior y posterior.

**ESFUERZO EQUIVALENTE:** de una fuerza  $F_x$ , aplicada a una altura  $h_F$  del poste, es aquella que crea el mismo momento flector que  $F_x$ , pero aplicada a la misma altura que el esfuerzo nominal del poste.

**GRAVIVANO:** Distancia para determinar la carga vertical debido al peso propio del conductor.

**ICONTEC:** Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación.

**IEC/CEI:** International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional).

**NIVELES DE CONTAMINACIÓN:** Equivale al grado de contaminación ambiental al que se encuentran expuestas las líneas de distribución. Los niveles se definen de acuerdo al grado de exposición de las líneas a la salinidad marina, contaminación industrial, polución, etc.

**PUESTA A TIERRA:** Grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuye las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende electrodos, conexiones y cables enterrados.

**RETENIDAS:** Es el conjunto de elementos estructurales que tienen por objeto absorber el exceso de esfuerzos que superan la capacidad mecánica del poste y transmitirlos directamente al suelo.

**RETIE:** Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas – Colombia. Fija los parámetros mínimos de seguridad para las instalaciones eléctricas.

**TABLA DE CÁLCULO MECÁNICO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en cada una de las hipótesis de cálculo mecánico.

**TABLA DE REGULACIÓN:** Tabla que indica las tensiones con las que se deberá tender el conductor en un cantón determinado, bajo las condiciones climáticas señaladas en la

Tabla de Tendido. Además, indica el valor de la flecha que se espera en cada vano que conforma el cantón.

**TABLA DE TENDIDO:** Tabla que indica las tensiones y flechas que presenta el conductor, para distintos valores de vano regulador, en aquellas condiciones climáticas establecidas (temperaturas sin sobrecarga) para el tendido en un cantón de la línea.

**VANO:** Distancia horizontal entre postes contiguos en una línea de distribución.

### 1.3 Vanos ideales de regulación

El comportamiento de la componente horizontal de la tensión del cable en un cantón, o conjunto de vanos comprendidos entre dos postes con cadenas de amarre de la línea se puede asemejar al Comportamiento del mismo cable en un único vano llamado vano ideal de regulación. (sanchez, 2016)

La longitud del vano ideal de regulación se determinará mediante la siguiente expresión:

$$a_r = k \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n ai^3}{\sum_{i=1}^n \frac{ai^2}{ai}}}$$

Ecuación 1. Longitud del vano ideal de regulación (m). (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$a_{i'} = \sqrt{a_i^2 + b_i^2}$$

Ecuación 2. Longitud del vano real. (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Siendo:

ar: Longitud del vano ideal de regulación (m)

a'i: Longitud del vano real i (m)

ai: Longitud del vano individual i (m)

bi: Desnivel del vano i (m)

### 1.4 Cálculo de retenidas

Las retenidas se utilizan para contrarrestar los esfuerzos horizontales que no puede soportar el poste por sí mismo: fuerzas transversales debidas al viento y a la resultante de tensiones por el ángulo de deflexión de la línea, así como las fuerzas longitudinales debidas a tensiones desequilibradas en los vanos adyacentes.

Se debe comprobar que el cable de la retenida a utilizar puede soportar dichos esfuerzos.

Para el poste, los esfuerzos verticales transmitidos por la retenida al mismo son de una gran magnitud. Por otro lado, el poste absorbe una proporción del esfuerzo horizontal aplicado al conjunto poste / retenida, denominada fuerza residual. Ambas consideraciones deben tenerse muy en cuenta en el dimensionamiento del mismo. (sanchez, 2016)

## 1.5 Cálculo mecánico de los apoyos

El cálculo mecánico de los apoyos se tendrá en cuenta bajo condiciones normales y anormales de manera individual para cada apoyo. Se tendrán en cuenta según el tipo de apoyo, las condiciones y las hipótesis. La mayoría de apoyos a utilizar, serán autosoportados; por lo que luego de realizar los cálculos, sólo queda verificar el cumplimiento de las condiciones para la instalación de los apoyos sin necesitar ayudas adicionales. (sanchez, 2016)

### 1.5.1 hipótesis normales

### 1.5.2 Esfuerzos verticales

Se considerarán como esfuerzos verticales los originados por el peso propio de conductores, aisladores y herrajes correspondientes a la hipótesis y condición que se esté evaluando.

El cálculo de las esfuerzos verticales que los conductores transmiten a los postes se realizará mediante la teoría del gravivano.

En los postes de ángulo fuerte (amarres que dividen 2 cantones) y anclajes se tendrá presente la diferencia de tensiones entre cantones y del parámetro de la catenaria en cada semigravivano.

### 1.5.3 Esfuerzos horizontales transversales

Se considerarán esfuerzos transversales horizontales aquellos debidos al viento en conductores, aisladores y postes. De igual manera y cuando apliquen, las debidas a la resultante de tensiones (postes con función de ANG) y como consecuencia de la excentricidad del peso propio de conductores (configuración en bandera y horizontal) y equipos (ejemplo transformadores en postes FL).

El cálculo de los esfuerzos por viento en conductores se realizará mediante la teoría del Eolovano. (sanchez, 2016)

### 1.5.4 Por excentricidad del peso propio del conductor

Aplica a configuraciones en bandera y horizontal. El esfuerzo equivalente horizontal transversal que se transmite al poste debido a la excentricidad del peso propio de conductores y aisladores se calcula mediante la siguiente ecuación:

$$F *_{TEC} = \frac{1}{h_N} \left( \sum (P_j + P_s) L_j \right)$$

Ecuación 3. Esfuerzo equivalente horizontal transversal (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

P<sub>j</sub>: Esfuerzo vertical debido al peso propio del conductor j (daN)

P<sub>s</sub>: Esfuerzo vertical debido al peso del aislador (o cadena) (daN)

L<sub>j</sub>: Distancia horizontal del punto de aplicación del conductor j al eje del poste (m). Este valor puede ser negativo dependiendo de la ubicación de los conductores.

h<sub>N</sub>: Altura donde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m)

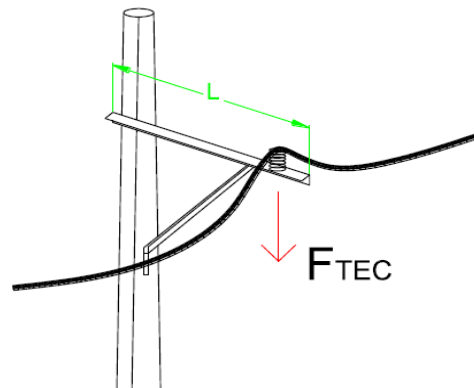


Imagen 2. Ilustración del esfuerzo equivalente horizontal transversal (foto extraída de la normativa ECA 2014).

### 1.5.5 Por conductores en apoyos de AL

$$F *_{TVC} = P_{V,C} \times a_V \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 4. Esfuerzo equivalente horizontal transversal para apoyos de AL (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

H<sub>i</sub>: Altura del conductor de la fase i (m)

H<sub>N</sub>: Altura libre poste – 0,2 m

P<sub>V,C</sub>: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m)

a<sub>V</sub>: Longitud del Eolovano (m)

### 1.5.6 Por conductores en apoyos de ANG

El esfuerzo equivalente horizontal transversal por la resultante de tensiones y la acción del viento sobre conductores es:



$$F_{*TVC} = \left\{ P_{V,C} \times a_V \times \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{(T_{02} + T_{01}) \times \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + (T_{02} + T_{01})^2 \times \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right)} \right\} \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 5. Esfuerzo equivalente horizontal transversal para apoyos de ANG (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

El primer término corresponde con la acción del viento sobre los conductores en la dirección de la resultante de ángulo. El segundo, con la resultante de tensiones. En el caso de pequeños ángulos

(Pertencen al mismo cantón), se cumple que  $T_{01} = T_{02} = T_0$ ; donde  $T_0$  es la componente horizontal de la tensión del vano regulador de cantón al que pertenece el poste. En éste caso:

$$F_{*TVC} = \left\{ P_{V,C} \times a_V \times \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + 2 T_0 \times \sin\left(\frac{\beta}{2}\right) \times \sum \frac{H_i}{H_N} \right\}$$

Ecuación 6. Esfuerzo equivalente horizontal transversal para apoyos de ANG para ángulos pequeños (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

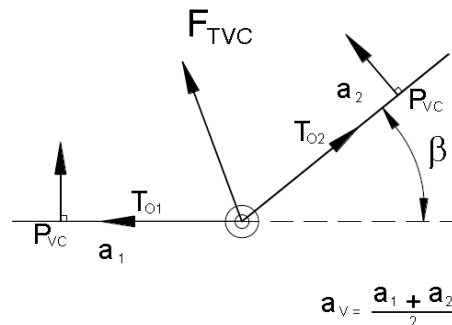


Imagen 3.  $F_{TVC}$  para ángulos pequeños (imagen tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

### 1.5.7 Por conductores en apoyos FL

$$F_{*TVC} = P_{V,C} \times \frac{a}{2} \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 7. Esfuerzo equivalente horizontal transversal para apoyos FL. (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

$H_i$ : Altura del conductor de la fase  $i$  (m)

$H_N$ : Altura libre poste – 0,2 m (ver Capítulo 2 definición de “Esfuerzo Equivalente”)

$P_{V,c}$ : Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m). Ver Tabla 28 en el apartado 8.3 del presente documento.

$a$ : Longitud del vano anterior (m)

## 1.6 Esfuerzos horizontales longitudinales

### 1.6.1 Por desequilibrio real de tensiones

Aparece como consecuencia del desequilibrio real de tensiones que hay entre las componentes horizontales de la tensión del vano regulador anterior y posterior. Este esfuerzo equivalente se calcula para apoyos ANC con la fórmula siguiente:

$$F *_{LTC} = |T_{02} - T_{01}| \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 8. Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio real de tensiones. (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

$H_i$ : Altura del conductor de la fase  $i$  (m)

$H_N$ : Altura libre poste – 0,2 m (ver Capítulo 2 definición de “Esfuerzo Equivalente”)

$T_{01}$ : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C

$T_{02}$ : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C

Para postes tipo FL (caso particular del anterior en el cual no existe vano posterior - desequilibrio 100%):

$$F *_{LTC} = T_0 \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 9. Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio real de tensiones. (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Siendo  $T_0$  la componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN) evaluada con viento máximo y 20°C.

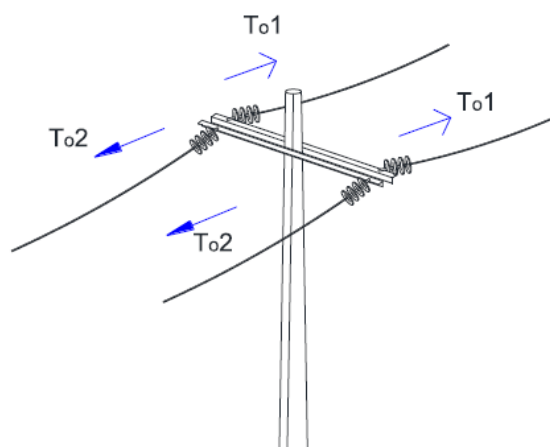


Imagen 4. Desequilibrio real de tensiones

## 1.7 HIPÓTESIS ANORMALES

### 1.7.1 Esfuerzo horizontal longitudinal

Se utiliza para evaluar ANC y para la condición de 50% desequilibrio de tensiones. Su valor equivalente se calcula de la manera siguiente:

$$F *_{LMC} = 0,5 \max(T_{02}, T_{01}) \times \sum \frac{H_i}{H_N}$$

Ecuación 10. Esfuerzo horizontal longitudinal con desequilibrio de 50% (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

Hi: Altura del conductor de la fase i (m)

HN: Altura libre poste – 0,2 m (ver Capítulo 2 definición de “Esfuerzo Equivalente”)

T01: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C

T02: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C

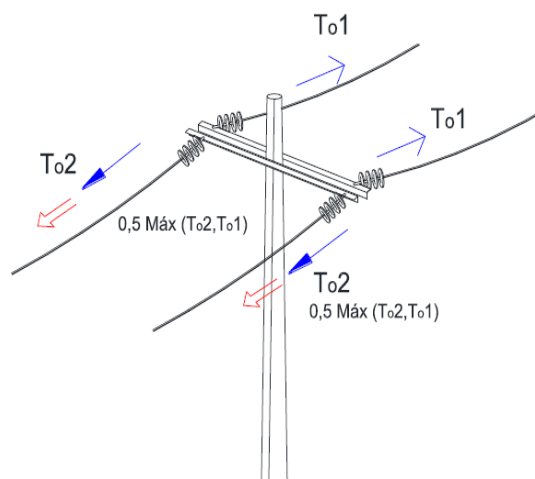


Imagen 5. Desequilibrio real de tensiones 50%

### 1.7.2 Esfuerzo longitudinal por ruptura de conductor

Se utiliza para evaluar ANC y FL para la condición 2 (hipótesis anormales). Se considerará la rotura de un solo conductor de fase, y aquel que produzca la sollicitación más desfavorable. Es decir, el más alejado del eje del poste, pues producirá el mayor momento torsional. Este momento se calcula de la manera siguiente:

$$M_T = t \times \max(T_{02}, T_{01})$$

Ecuación 11. Momento de torsión para esfuerzo horizontal longitudinal. (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

MT: Momento torsor (daN.m)

t: Distancia del punto de aplicación más desfavorable de máx (T02,T01) al eje del poste (m)

T01: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C

T02: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C

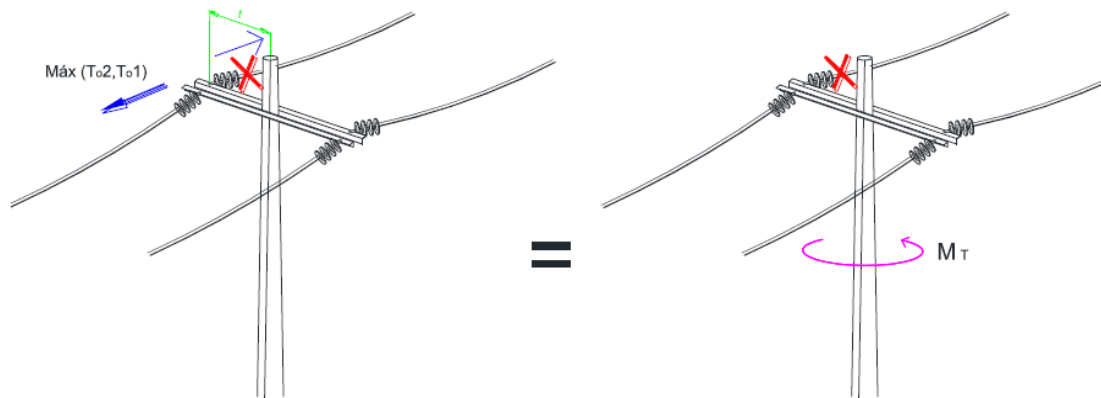


Imagen 6. Ruptura de conductor. (Imagen tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

## 1.8 Selección apoyo autoportado.

### 1.8.1 Esfuerzos últimos y factores de mayoración

Tipo de esfuerzo calculado	Factor de mayoración	Esfuerzo último
Esfuerzo total vertical	1,2	Esfuerzo de rotura a compresión ó esfuerzo vertical último en el punto de aplicación de la carga vertical
Esfuerzo resultante por efecto combinado de esfuerzos horizontales (transversales y longitudinales)	2,5	Esfuerzo de rotura a flexión

Tabla 3. Hipótesis normales para apoyos de hormigón autoportados.

Tipo de esfuerzo calculado	Factor de mayoración	Esfuerzo último
Esfuerzo total vertical	1,2	Esfuerzo de rotura a compresión ó esfuerzo vertical último en el punto de aplicación de la carga vertical
Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tracciones	1,5	Esfuerzo de rotura a flexión
Momento torsor por ruptura de un conductor	1,5	Momento torsor último del poste a la altura de instalación del conductor analizado

Tabla 4. Hipótesis anormales para apoyos de hormigón autoportados.

## 1.9 Conductores

Los conductores a emplear serán de aluminio – acero (ACSR), y de aleación de aluminio AAAC 6201-T81. En la Tabla 5 se definen las zonas donde se deben proyectar la utilización de uno u otro conductor. (ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. GAS NATURAL FENOSA, 2014)

Designación	Descripción	Aplicación
AAAC	Conductor de aleación de aluminio	Líneas de distribución aérea, urbana y rural, zonas con niveles de alta contaminación
ACSR	Conductor de aluminio reforzado en acero recubierto con Zinc	Líneas de distribución aérea urbana y rural, zonas con niveles de contaminación normal

Tabla 5. Conductores de acuerdo a los Niveles de contaminación

Denominación		394,5kcmil	312,8kcmil	246,9kcmil	123,3kcmil
		Cantón	Butte	Alliance	Azusa
Sección Transversal	Total (mm <sup>2</sup> )	199,91	158,58	125,08	62,43
Composición	Nº Alambres	19	19	7	7
	Diámetro (mm)	3,66	3,26	4,77	3,37
Diámetro Nominal del Cable (mm)		18,30	16,30	14,31	10,11
Peso (daN/m)		0,5379	0,4267	0,3366	0,1680
Carga de Rotura (daN)		≥ 5 860	≥ 4 650	≥ 3 780	≥ 1 890
Módulo de Elasticidad (daN/mm <sup>2</sup> )		≥ 6 300			
Coeficiente de dilatación lineal (°C <sup>-1</sup> )		≤ 23 x 10 <sup>-6</sup>			
Resistencia Eléctrica en CA a 75°C (Ω/km)		0,1975	0,2491	0,3155	0,6316
Resistencia Eléctrica en CC a 20°C (Ω/km)		0,1643	0,2072	0,2625	0,5255
Densidad máxima de corriente (A/mm <sup>2</sup> )		2,51	2,74	2,98	3,87
Intensidad Max. Admisible (A)(*)		502,48	434,38	373,31	241,58

Los valores de intensidad máxima han sido calculados según la IEEE 738 del 2006 y bajo las siguientes condiciones: Temperatura ambiente: 30°C.; Temperatura de conductor: 75°C; Velocidad del viento: 0,61 m/s

Tabla 6. Características Generales de los Conductores AAAC

## 1.10 Estructuras

Una estructura es un conjunto de herrajes, accesorios (crucetas, soportes, flejes, etc.) y aislamiento con sus accesorios (aisladores, cadenas de amarre, grapas, retenciones, etc.), cuya función es transferir los esfuerzos de los conductores a los postes.

Por otro lado, define la ubicación en el espacio de los conductores o lo que llamaremos configuración de la estructura.

Las distintas configuraciones posibles son las siguientes:

### **1.10.1 Configuración en Bandera**

Es aquella en la cual los conductores se instalan a la misma altura sobre el terreno y a un solo lado del eje del poste. Es utilizada para lograr las distancias de seguridad, principalmente en áreas urbanas, por restricciones de espacio.

Para este tipo de configuración se utilizara cruceta angular metálica soportada con diagonal, con una longitud de 2,4 m para 13,2 kV y 3 m para 34,5 kV.

### **1.10.2 Configuración Triangular – Compacta vano largo**

Se presenta solamente en líneas trifásicas, cuando dos de los conductores de la línea están instalados a la misma altura y el tercero (central) a una altura superior, formando un triángulo al ser vistos desde un corte transversal. Los conductores están instalados a ambos lados del eje del poste.

Para este tipo de configuración se utilizará cruceta angular metálica autosoportada con una longitud de 1,4 m para el nivel de 13,2 y 34,5 kV.

### **1.10.3 Configuración Horizontal**

Se considera una línea en configuración horizontal cuando los conductores que la conforman están instalados en un mismo plano horizontal, es decir, a la misma altura sobre el nivel del suelo y a ambos lados del eje longitudinal del poste, visto desde la perspectiva de un corte transversal de la línea.

Para este tipo de configuración se utilizará cruceta angular metálica autosoportada con una longitud de 2,4 m para 13,2 kV y 3 m para 34,5 kV para líneas trifásicas y 1,4 m para líneas bifásicas.

### **1.10.4 Configuración Compacta**

Los conductores de la línea están instalados en disposición triangular. Uno de los aisladores va en la punta del poste y los otros dos a ambos lados del mismo. Éstos últimos, en el caso de ángulo hasta 5° se instalan sobre soportes y sobre cruceta angular metálica autosoportado de longitud de 1,4 m para el resto de casos.

### **1.10.5 Configuración Vertical**

Aquella en la cual los conductores se instalan en el mismo plano vertical y a diferentes alturas, en una o dos caras del poste, dependiendo del ángulo de deflexión de la línea.

### 1.10. 6 Teoría del gravivano

Se denomina Gravivano a la longitud de vano que hay que considerar para determinar las cargas verticales que debido a la componente vertical del peso resultante de los conductores se transmiten al poste.

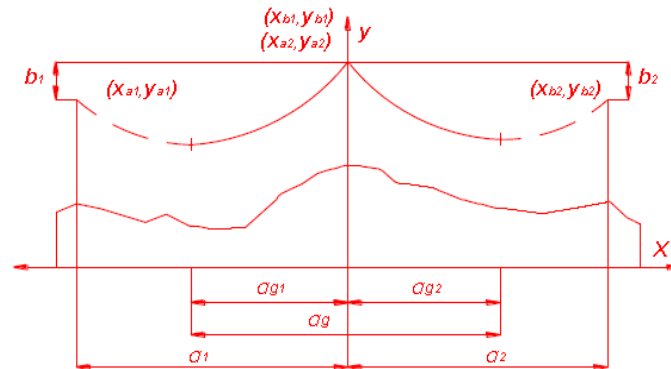


Imagen 7. Gravivano (fuente: líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dicha longitud ( $a_g$ ) viene determinada por la distancia horizontal que existe entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al poste ( $a_{g1}$  y  $a_{g2}$ ).

En la imagen 7 se pueden observar los tramos de la catenaria que intervienen en la determinación del Gravivano de un poste.

El vértice de la catenaria modifica su situación con respecto a cada poste en función de la componente horizontal de la tensión en la catenaria.

El valor del Gravivano se determina mediante la siguiente expresión:

$$a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

(Ecuación 12. valor gravivano) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

La carga vertical  $P$  debida al peso de los conductores que se transmite a la cruceta, y en consecuencia, al poste se calcula utilizando la siguiente expresión:

$$P = T_{01} \times \sinh\left(\frac{P_C \times a_{g1}}{T_{01}}\right) + T_{02} \times \sinh\left(\frac{P_C \times a_{g2}}{T_{02}}\right)$$

(Ecuación 13. carga vertical) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)



Dónde:

P: Carga vertical que el conductor transmite a la cruceta (daN)

ag1; Semigravivano anterior al poste (m)

ag2: Semigravivano posterior al poste (m)

pc: Peso unitario propio del conductor (daN/m)

T01: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano anterior al poste (daN)

T02: Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano posterior al poste (daN)

### 1.10.7 TEORÍA DEL EOLOVANO (VANO VIENTO)

Se define el Eolovano como la longitud de vano horizontal a considerar para la determinación de la carga transversal que, debido a la acción del viento sobre los conductores, estos transmiten al apoyo.

Esta longitud queda determinada por la semisuma de los vanos contiguos al apoyo, así:

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

(Ecuación 14. Eolovano) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Siendo:

av: Longitud del Eolovano (m)

a1: Longitud del vano anterior al apoyo, medido en la dirección de la línea (m)

a2: Longitud del vano posterior al apoyo, medido en la dirección de la línea (m).

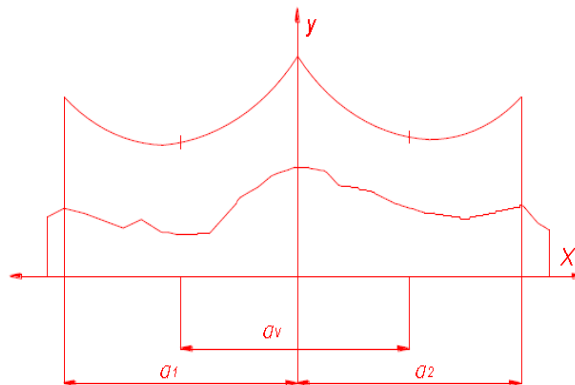


Imagen 8. Eolovano (fuente: líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

## 1.11 CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PAT PARA UN ELECTRODO DE DIFUSION VERTICAL

Para garantizar el correcto cálculo del sistema de puesta a tierra se realizarán mediciones del terreno en diferentes puntos.

Debido a que la gran parte del terreno a lo largo de la trayectoria del circuito es relleno (escombros de construcciones, barro, muchas piedras y hasta basura), el terreno presenta una alta resistencia lo cual dificultaría la disipación de descargas atmosféricas o sobretensiones.

Para los sitios en los cuales la resistencia sea más alta de la permitida por la normativa, se realizará un tratamiento al sitio y se colocarán en vez de un (1) electrodo de puesta a tierra, varios de estos en paralelo o un electrodo tipo anillo con el fin de aumentar la disipación a través de la tierra.

Con base en las recomendaciones de la norma IEEE Std 142- 2012, tabla 13, pág. 131 para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se establece una formula simplificada estandarizando un electrodo de difusión vertical o varilla de 2,4 m de longitud y 16 mm (5/8") de diámetro:

$$R_{PAT} = \frac{\rho}{2,79}$$

(Ecuación 15. Resistencia para un sistema de puesta a tierra) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2016)

Siendo

$R_{PAT}$ : Resistencia de PAT de una varilla ( $\Omega$ )

$\rho$ : Resistividad aparente del terreno ( $\Omega$ -m)

Para el caso en el que una sola varilla no logre cumplir con la norma acerca de tener una resistencia menor a 25 ohms, se colocará una varilla de mayor grosor y mayor longitud o en algunos casos muy graves varias varillas conectadas en paralelo.

### 1.11.1 PAUTAS PARA EL MEJORAMIENTO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA.

Los factores que tienen un impacto mayor en la resistividad de la malla son:

1. Área.
2. Profundidad de la malla.
3. Espaciamiento de los conductores.

Considerar los criterios para el diseño con un único electrodo.



El diseñador deberá seleccionar la opción más viable para el proyecto, dependiendo de las características del terreno y las características técnicas del equipo a proteger. Algunas alternativas son:

1. La resistividad del terreno se puede reducir aplicando un tratamiento químico, entre los cuales se cuenta el cloruro de sodio, bentonita sódica, sulfato de magnesio, sulfato de Cobre o cloruro de calcio. Los productos químicos se deben aplicar en una zanja circular alrededor del electrodo de tal manera que se evite el contacto con el mismo. (ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. GAS NATURAL FENOSA, 2014)
2. La implementación de suelos artificiales cuyas características mínimas deben ser:
  - Que no tenga riesgo para quienes lo manipulen o para los animales.
  - Que sea fácil de aplicar.
  - Que retenga la mayor humedad posible, el mayor tiempo posible.
  - Que su humedad relativa no exceda el 10%.
  - Que no requiera hidratación previa con agitación
  - Que permanezca inalterable con el tiempo, que sea muy estable
  - Que no dañe los suelos naturales donde se aplique.
  - Que los procesos químicos originados durante la mezcla sean reversibles.
  - Que no presente migraciones con el tiempo
  - Que tenga alta capacidad de intercambio catiónico.
  - Que sea insoluble en agua, tixotrópico, PH alcalino (>7), permitividad >1

### 1.11.2 Cálculo de flechas

La flecha para un vano nivelado viene dada por la siguiente expresión:

$$f = C \left[ \cosh \left( \frac{a}{2 \times C} \right) - 1 \right]$$

(Ecuación 16. Flecha para vano nivelado) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

La flecha para un vano no nivelado se calculará por medio de la siguiente fórmula:

$$f = \frac{T_m}{p} \left[ \cosh \left( \frac{a}{2 \times C} \right) - 1 \right]$$

(Ecuación 17. Flecha para vano desnivelado) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

f: Flecha (m).

Tm: Tensión del conductor en el punto medio del vano (daN).

p: Peso unitario aparente del conductor (daN/m).

a: Longitud del vano (m).

C: Parámetro de la catenaria (m).

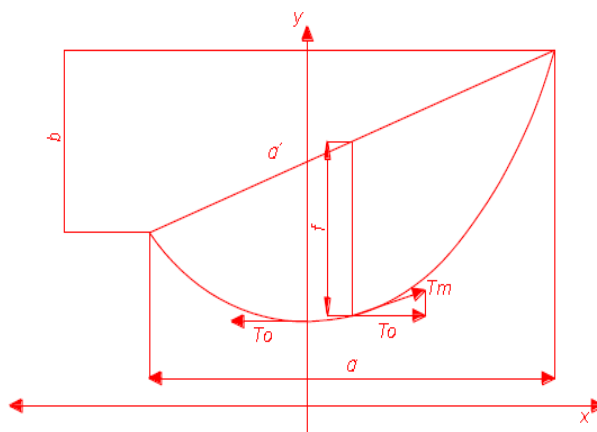


Imagen 9. Flecha del conductor en vanos desnivelados (fuente: líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

### 1.12 Cálculo eléctrico

Conductor AAAC	394,5 kcmil (Cantón)	312,8 kcmil (Butte)	246,9 kcmil (Alliance)	123,3kcmil (Azusa)
R'20(Ω/km)	0,1643	0,2072	0,2625	0,5255
α20(°C-1)	$3,47 \cdot 10^{-3}$	$3,47 \cdot 10^{-3}$	$3,47 \cdot 10^{-3}$	$3,47 \cdot 10^{-3}$
R'75(Ω /km)	0,1956	0,2467	0,3126	0,6257
R'50 (Ω /km)	0,1814	0,2288	0,2898	0,5802
Ys	$9,40 \cdot 10^{-3}$	$9,40 \cdot 10^{-3}$	$9,40 \cdot 10^{-3}$	$9,40 \cdot 10^{-3}$
R20(Ω/km)	0,1658	0,2091	0,2650	0,5304
R50 (Ω /km)	0,1831	0,2309	0,2926	0,5856
R75(Ω /km)	0,1975	0,2491	0,3155	0,6316

Tabla 7. Resistencia de conductores Normalizados AAAC

### 1.12.2 Distancia media geométrica

El valor para la distancia media geométrica entre conductores dependerá de la configuración geométrica de la línea y será:

Para simple circuito:

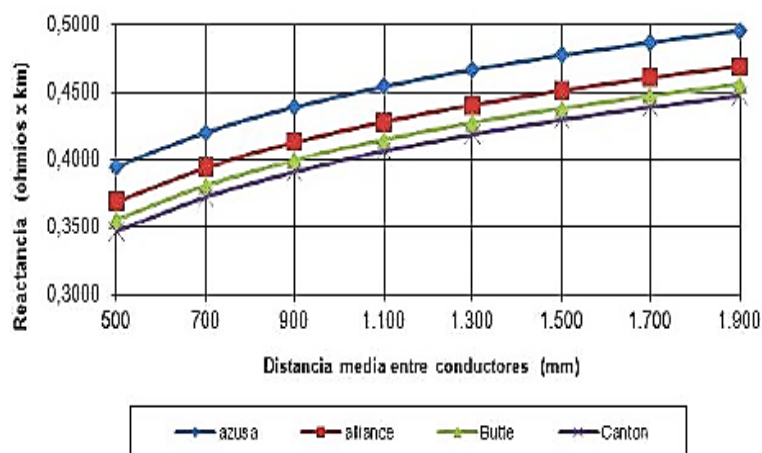
$$D_m = \sqrt[3]{d_{12} \times d_{23} \times d_{31}}$$

(Ecuación 18. Distancia media geométrica para configuración simple circuito) (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

$d_{12}$ ,  $d_{23}$ ,  $d_{31}$ : Distancia entre los distintos conductores con la configuración de simple circuito (mm).

En el siguiente gráfico se indican los valores de la reactancia para una línea trifásica en función de la separación media geométrica entre los conductores.



**Imagen 10. Reactancia Línea Trifásica AAAC** (fuente: líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Una vez determinada la configuración de la línea, se calcula la distancia entre conductores y con la ayuda del gráfico se calcula la reactancia de la línea. En el caso de tratarse de una línea con doble circuito, la reactancia equivalente corresponde a la del conjunto de los dos circuitos para la configuración de mínima impedancia.

En las líneas de doble circuito se utilizará la configuración de mínima impedancia, siempre y cuando no existan otros factores que impidan el empleo de dicha configuración.



La distancia equivalente entre los conductores de fase es la distancia que hay entre los centros de los dos conductores. En la tabla se presenta el radio medio geométrico para los conductores normalizados.

## 1.13 Luminarias

Al iniciar un diseño de iluminación es necesario conocer las disposiciones que tiene el municipio que para los diferentes operadores de servicios públicos, en cuanto a la localización de los postes y redes de energía así como la red de alumbrado público, respecto al costado donde deben colocarse en la malla vial local, y si existe alguna restricción para la colocación de los postes exclusivos de alumbrado público en la malla arterial tanto principal como complementaria. La localización de las luminarias en la vía está relacionada con su patrón de distribución, con los

Requerimientos lumínicos de la vía, con la altura de montaje de las luminarias, con el perfil de la vía, la proximidad a redes de AT, MT (en donde se deberán cumplir las normas de distancias mínimas de seguridad Establecidas en el RETIE y zonas de servidumbres), líneas férreas, mobiliario, urbano, etc. Aparte de estas consideraciones, la altura de montaje se relaciona con las facilidades para el mantenimiento y el costo de los apoyos, la interdistancia de ubicación de los postes será la que resulte del estudio fotométrico de iluminación de la vía y primara sobre la interdistancia de ubicación de los elementos del mobiliario urbano (árboles, sillas, canecas para basura, bolardos, Ciclo parqueos, etc.). Las interdistancias de localización de los postes de alumbrado público solo se deben disminuir debido a obstáculos insalvables, como por ejemplo sumideros de alcantarillas,

Rampas de acceso a garajes existentes, interferencia con redes de servicios públicos existentes y que su modificación resulte demasiado onerosa comparada con el sobre costo que representa el incremento del servicio de alumbrado público, etc. Se debe buscar obtener interdistancias más elevadas mediante la utilización secuencial de las siguientes alternativas: (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2012)

- Escoger la luminaria más apropiada.
- Calibrar el reglaje de la luminaria para aumentar su dispersión
- Aumentar la inclinación de la luminaria (pasando de 0° hasta 20°);
- Utilizar brazos con mayor longitud y por tanto de mayor alcance.
- Aumentar la longitud del brazo para que el avance de la luminaria sobre la calzada sea mayor

### 1.13.1 Disposición unilateral

Es una disposición donde todas las luminarias se instalan a un solo lado de la vía. El diseñador debe utilizar la luminaria más apropiada que cumpla con los requisitos fotométricos exigidos para las alturas de montaje, interdistancia y menor potencia eléctrica requerida. (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2012)

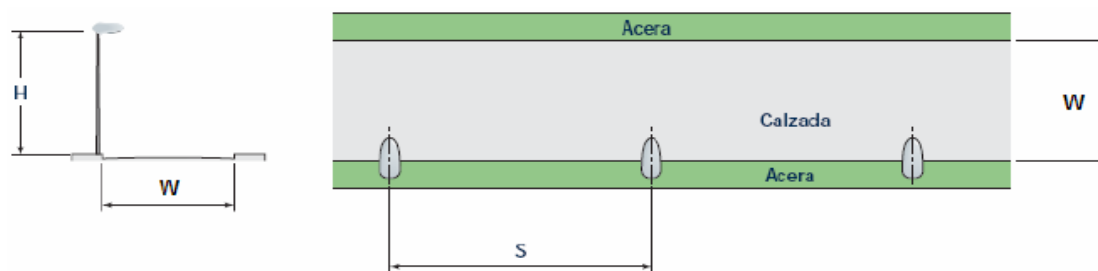


IMAGEN 11. Disposición unilateral (fuente: (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2015)

### 1.13.2 CÁLCULOS PARA ALUMBRADO PÚBLICO.

Para iniciar un cálculo lumínico destinado a alumbrado público, se deberán tener en cuenta tanto la función del espacio público como los detalles y características del sitio de instalación y de los puntos de luz. La exigencia del alumbrado público está en relación directa con la intensidad del Tráfico y la velocidad media de los vehículos que la transitan. Los cálculos de diseño de alumbrado público se deben hacer con base en luminancia o iluminancia según requerimientos particulares. (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2012)

### 1.13.3 REQUERIMIENTOS DE ILUMINACIÓN:

En un proyecto de iluminación se deben conocer los requerimientos de luz para los usos que se pretendan, para lo cual se debe tener en cuenta los niveles óptimos de iluminación requeridos en la tarea a desarrollar, las condiciones visuales de quien las desarrolla, el tiempo de permanencia y Los fines específicos que se pretendan con la iluminación. Igualmente, el proyecto debe considerar los aportes de luz de otras fuentes distintas a las que se pretenden instalar y el menor uso de

Energía sin deteriorar los requerimientos de iluminación Otros aspectos a tener en cuenta para satisfacer los requerimientos de iluminación están relacionados con el tipo de luz. (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2015)

### 1.13.4 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE FUENTES LUMINOSAS Y LUMINARIAS.

En todos los proyectos de iluminación, se deben elegir las fuentes luminosas teniendo en cuenta, la eficacia lumínica, flujo luminoso, características fotométricas, reproducción cromática, temperatura del color, duración y vida útil de la fuente, en función de las actividades y objetivos de uso de los espacios a iluminar; así como de consideraciones arquitectónicas y económicas.

**MATRIZ DE INTENSIDADES:** Es el principal documento fotométrico de cualquier fuente de luz o de cualquier luminaria y muestra la información de distribución de la intensidad lumínica de la fuente.

**DIAGRAMA ISOLUX,** Es una representación a escala de los niveles lumínicos que se alcanzarían sobre algún plano horizontal de trabajo en relación con la altura de montaje. Permite realizar cálculos gráficos.



El diagrama Isolux debe cubrir un área comprendida sobre el plano de trabajo horizontal normal de la luminaria en sentido transversal entre  $-2,5$  y  $+5,0$  veces la altura de montaje. En el sentido longitudinal cubre desde  $0,0$  hasta  $+7,0$  veces la altura de montaje. Lo anterior, asumiendo que la luminaria se encuentra en el punto  $(0, 0)$ .

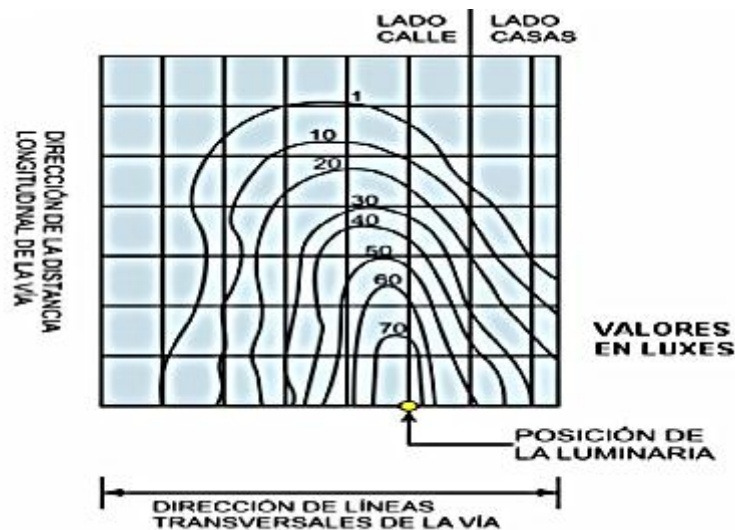


IMAGEN 12. DIAGRAMA ISOLUX fuente: (MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE, 2015)

El diagrama isolux debe expresar con claridad dos referentes, con el fin de establecer los respectivos factores de corrección: a) La altura de montaje a la que está referido, (permite establecer la escala) y el flujo luminoso de la fuente de luz con la que se realizó.

Para facilitar el cálculo de estos factores de conversión, se debe presentar el diagrama isolux como si la luminaria estuviera a una altura de montaje de  $1,0$  m y tuviera una bombilla de  $1.000$  lúmenes.

Las diferentes curvas del diagrama se deben expresar en luxes.

La curva de mínimo valor isolux en el diagrama, debe permitir el cálculo de niveles de iluminancia hasta de  $1$  lux, cuando la luminaria esté ubicada en la altura de montaje recomendada por el fabricante y tenga la bombilla igualmente recomendada para su uso.

El factor de corrección por la altura de montaje se establece en términos de  $(h_0/h_m)^2$  donde  $h_m$  corresponde a la altura de montaje del proyecto en tanto que  $h_0$  corresponde a la altura a la cual se obtuvo la curva isolux presente.

El factor de corrección por los lúmenes de la bombilla, es directamente proporcional y se expresa como  $(\phi_1/\phi_0)$ , donde  $\phi_1$  son los lúmenes del proyecto actual y  $\phi_0$  los lúmenes con los cuales se representa la curva isolux.





## 1.13.5 ALUMBRADO PÚBLICO EN COLOMBIA

El reglamento técnico de iluminación y alumbrado público (RETILAP) si bien es una norma que rige todo diseño y principio de iluminación colombiano siendo expedido por los organismos de regulación, para nadie es un secreto que es una adaptación de la norma internacional, por lo que en muchos casos no es aplicable a casos de estudio específicos; esto es evidenciable en el mismo reglamento donde por falta de amplitud en las actividades, remite directamente a la norma norteamericana IESNA lighting handbook por los que presenta así muchos vacíos, pues existen muchas diferencias entre ambas naciones.

## 1.13.6 CONSIDERACIONES TÉCNICAS DEL DISEÑO DE ALUMBRADO PÚBLICO

A pesar que muchos criterios no aplican para Colombia a causa de ser esta una traducción norteamericana, estos parámetros siempre se deben tener en cuenta y hacerlos cumplir en todos los casos, siempre y cuando el proyecto y el cliente lo requieran. Actualmente existe una salvedad de cumplimiento del presente reglamento

Especificado en la sección 610.2 en que indica que los proyectos menores de veinticinco (25) luminarias de complementación, remodelación o expansión, sobre vías con clase de iluminación M5 u otras áreas no están sujetos a trámite de evaluación de proyectos. En todos los demás casos se debe acatar el reglamento. Los proyectos de alumbrado público (no pueden clasificarse como problemas) exigen el estudio de múltiples factores que intervienen en el mismo y que deben estudiarse con total rigurosidad puesto que más que cumplir con un reglamento (en este caso RETILAP) se debe generar una satisfacción a los distintos usuarios de dicho lugar, es por esto, que es importante tener en cuenta los siguientes parámetros:

- La complejidad y velocidad de circulación de la vía o vías.
- Tránsito de vehículos y control de tráfico.
- Tipos de vías.
- Tránsito de peatones
- Necesidad de diferenciación de los objetos presentes en el ambiente.
- Necesidades de los usuarios del sector.
- Nivel de seguridad del sector.
- Necesidad de conservar el carácter arquitectónico del lugar.
- Posibles proyectos de expansión.
- Disponibilidad del espacio suficiente para el proyecto.
- Ubicación de otros servicios públicos cuya reubicación es más costosa o es inviable.
- Presencia de árboles e interferencias de los mismos en las redes de AP y en la iluminación.
- Nivel de contaminación de la misma.



Clase	Variación $S_1$	$S_1$	$S_2$	Qo.	Reflexión
<b>R1</b>	$S_1 < 0,42$	0,25	1,53	0,10	Casi difusa
<b>R2</b>	$0,42 \leq S_1 < 0,85$	0,58	1,80	0,07	Difuso especular
<b>R3</b>	$0,85 \leq S_1 < 1,35$	1,11	2,38	0,07	Ligeramente especular
<b>R4</b>	$S_1 \geq 1,35$	1,55	3,03	0,08	Especular

Tabla 8. Clasificación de superficies según el factor  $S_1$ .

Clase	Descripción.
R1	<p>Superficies de asfalto con un mínimo del 15 % de materiales abrillantadores o materiales artificiales claros o al menos un 30 % de anortositas muy brillantes.</p> <p>Superficies que contienen gravas que cubren más del 80% de la superficie de la calzada, y las gravas constan de gran cantidad de material claro, o de abrillantadores o están compuestas al 100% de anortositas muy brillantes.</p> <p>Superficies de calzada de hormigón de concreto.</p>

Tabla 9. Designación aproximada de superficies en las clases típicas.

## 1.14 Método de componentes simétricas

Este método se basa en el principio de que cualquier sistema asimétrico se puede descomponer en  $n$  sistemas simétricos con  $n$  vectores, cada uno.

El método de componentes simétricas nos sirve para representar tensiones, corrientes, impedancias, reactancias y hasta flujos magnéticos; esto es debido a que puede representarse en un plano complejo de Gauss mediante números complejos.

Los números de orden se utilizan para designar los sistemas simétricos, que están incluidos dentro de los números naturales que incluye el 0.

Los sistemas simétricos estarán representados tendrán 3 órdenes en secuencia, el 0, 1 y 2.

### Para los casos de orden 0:

En los casos de orden 0 el desfase es de  $0^\circ$ , son obtenidos de la operación:

$$\frac{0 \times 2\pi}{n} = 0$$

Este caso es conocido como homopolar debido a las condiciones de fase que se presentan en los vectores o fasores. Los fasores serán colineales, con el mismo modulo y sentido.



### Para los casos de orden 1:

Los casos de orden 1 se caracterizan por presentar un desfase de  $120^\circ$ .

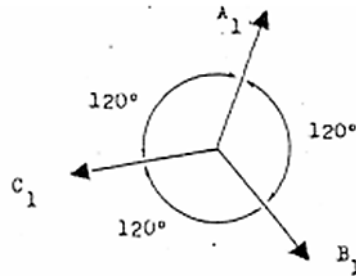


Imagen 13. Desfase a  $120^\circ$  (fuente: componentes simétricas)

$$\frac{2\pi}{n} = \frac{2\pi}{3} = 120^\circ$$

Este orden posee el sentido de giro principal del sistema eléctrico y es conocido como secuencia directa o positiva porque ordena los fasores a  $120^\circ$  entre sí.

### Para los casos de orden 2:

En este caso los fasores están desfasados entre sí  $240^\circ$ , quiere decir que para este caso el orden de las fases estará invertido con respecto al caso de orden 1.

$$\frac{2 \times 2\pi}{n} = \frac{2 \times 2\pi}{3} = 240^\circ$$

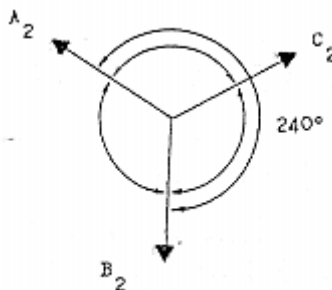


Imagen 14. Desfase a  $240^\circ$  (fuente: componentes simétricas)

Aquí el sistema de vectores gira en sentido contrario al de secuencia positiva, por eso es conocido como secuencia inversa o negativa.



Para calcular el valor de las corrientes simétricas de corto circuito se tomará como referencia un vector  $a$  con un ángulo de  $120^\circ$ .

## 1.15 Cálculo de corriente de cortocircuito en media tensión

Los objetivos de la protección y coordinación del sistema eléctrico son:

- Limitar el alcance y la duración de la interrupción del servicio siempre que el fallo del equipo, error humano o eventos naturales adversos ocurren en cualquier parte del sistema.

- Minimizar los daños a los componentes del sistema involucrados en el fallo

Las circunstancias que causan mal funcionamiento del sistema suelen ser impredecibles; sin embargo, el sonido, el diseño y el mantenimiento preventivo pueden reducir la probabilidad de problemas del sistema. El sistema eléctrico, por lo tanto, debe ser diseñado y mantenido para protegerse automáticamente. (IEE 242-2001, 2014)

Para que el circuito Zaragocilla 4 esté lo más protegido posible, se diseñará en base a los más altos estándares de seguridad según lo indica la normativa internacional NIOSH y la IEEE 242; éste tipo de normativas hacen referencias exactas acerca de todo lo que trata con seguridad y salud ocupacional.

Todos los ingenieros encargados del diseño de un sistema eléctrico en media, baja o alta tensión deben tener como objetivo principal la protección de personas y del medio ambiente, teniendo en cuenta éstas razones de vitalidad debemos calcular e instalar equipos de protección con la capacidad de interrupción o corte de corriente capaces de aislar la falla al momento de ocurrir un caso.

Para la prevención de lesiones causadas a humanos y animales por descargas eléctricas se deben estar debidamente sellados o cerrados los equipos energizados como transformadores; Así se evitará exponer al personal y al medio ambiente al arco eléctrico, explosiones e incendios.

La seguridad del personal y del medio ambiente deben prevalecer por sobre la continuidad del servicio, daños en los equipos y la economía del operador de red, jamás deberán prevalecer los intereses económicos sobre la vida de las personas o del medio ambiente.

Desde hace unos años, todas las organizaciones estatales, locales y mundiales han demostrado un interés particular acerca de la seguridad en los sistemas eléctricos, de ésta manera se creó el Instituto Nacional de Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH) por sus siglas en inglés.

La NIOSH aplica rígidamente códigos y reglamentos relativos a la seguridad humana; esto para mejorar la seguridad de todos los sistemas eléctricos existentes y obviamente los próximos a entrar en funcionamiento.

Algunas de las lesiones graves ocasionadas al personal causadas por descargas eléctricas son porque a pesar de la tecnología aplicada a los dispositivos, la descarga es mucho más rápida que la acción de respuesta del dispositivo de protección; por éstas razones se han concretado algunas normativas obligatorias en subestaciones eléctricas como las limitaciones de las tensiones de paso y contacto. (Véase IEEE Std 80-2013).

La mejor y más eficiente manera de protección contra choques eléctricos, es evitar de todas las maneras posibles el choque; tal acción se logra con un adecuado diseño, operaciones de maniobra apropiados del sistema y realizando un mantenimiento eficaz.



## 1.16 Apartarrayos

La norma europea CEI 60071-1 del 2013 establece varias recomendaciones para la selección y utilización de pararrayos que vayan a ser utilizadas en redes eléctricas trifásicas con tensión normal superior a 1kV.

Las tensiones soportadas por las dos gamas siguientes de tensiones más elevadas para el equipo:

Gama I: tensión superior a 1 kV e inferior o igual a 245 Kv.

Gama II: tensión superior a 245 kV.

Los sistemas eléctricos que están dentro de la tensiones de la gama I, el mayor riesgo que pueden presentar para los equipos eléctricos que están conectados a la red, son los impactos directos o inducidos por descargas atmosféricas; estos equipos tienen éstos riesgos debido a que son redes de líneas aéreas.

Otras circunstancias que pueden ocasionar sobretensiones en la red son las acciones de maniobra; las sobretensiones bien sean provocadas por las maniobras o por descargas atmosféricas pueden ocasionar contorneos y daños serios en equipos, debido a esto se puede ver comprometido el suministro de energía eléctrica a los usuarios conectados a la red.

Con el fin de prevenir estas fallas, es de suma importancia una coordinación adecuada entre los pararrayos y el aislamiento; además de que deben ser elementos fiables de la red, son elementos diseñados para soportar tensiones y corrientes que pasen a través de ellos con una fiabilidad elevada, se debe tener en cuenta la contaminación ambiental a la que sean sometidos entre otros factores relacionados a su emplazamiento.

Para cada categoría de red, estas solicitudes de tensión son:

- La tensión de servicio
- Las sobretensiones temporales
- Las sobretensiones de frente lento
- Las sobretensiones de frente rápido

## 1.17 Sistema de puesta a tierra

Para el cálculo de puesta a tierra se deben tener en cuenta muchas consideraciones para garantizar la seguridad del personal y de los transeúntes que pasen cerca de sitios que estén energizados.

La seguridad de la puesta tierra debe cumplir con dos objetivos esenciales:

- Proporcionar medios para conducir la corriente a tierra en condiciones anormales o en fallas sin exceder cualquier límite de operación y de quipos o afectar la continuidad del servicio.
- Asegurar que las personas que estén cerca a las instalaciones energizadas no estén
- Expuestas al peligro de cualquier descarga eléctrica.



- Existen dos tipos de tierra que presentan un enfoque práctico en cuanto a tierra segura se trata:
- la tierra intencional, que consiste en los electrodos enterrados en algún lugar de la superficie de la tierra.
- La tierra accidental, que es establecida temporalmente por una persona que se encuentra expuesta a una diferencia de potencial en las cercanías a las partes energizadas.
- Las causas que generan posibles accidentes por descarga eléctrica son los siguientes:
- Fallas de corriente a tierra relativamente altas con relación al sistema de puesta a tierra y la resistencia de la tierra remota.

La resistividad del suelo y la distribución de las corrientes a tierra de tal manera que puedan ocurrir diferencias de potencial altas en algunos puntos de la superficie terrestre.

Ubicación de un individuo en un punto, tiempo y posición de manera tal que pueda hacer puente entre dos puntos con diferencia de potencial muy alto.

Ausencia de resistencia de contacto o de otras resistencias en serie que actúan para limitar la corriente a través del cuerpo y asegurar un valor de resistencia seguro bajo circunstancias de diferencia de potencial.

La duración de la falla y el contacto con el cuerpo, por ende, el flujo de la corriente a través del cuerpo con un tiempo suficiente para causar daños a la intensidad de corriente expuesta.

Dependiendo del tiempo de la exposición a la corriente que la persona esté expuesta y de la magnitud de la corriente, así serán los daños que pueda causar a las personas accidentadas e inclusive la muerte.

Esto es definido como rango de corriente tolerable y depende de la magnitud, frecuencia y duración de la corriente a la que se ha visto expuesto.

### 1.17.1 Efectos de la frecuencia

Los seres humanos son muy susceptibles a los efectos de la corriente eléctrica a frecuencias de 50 y 60 Hz; tanto es así que una corriente de 0.1 A puede ser letal. Muchos estudios demuestran que el cuerpo humano soporta corrientes ligeramente más grandes que 25 Hz.

### 1.17.2 Efectos de la magnitud y duración

Los efectos más comunes de la corriente eléctrica sobre el cuerpo humano, van incrementando con la magnitud de la corriente; percepción de la corriente (hormigueo), contracción muscular, inconsciencia, fibrilación del corazón, paro respiratorio, y quemaduras.



EFECTOS DE LA CORRIENTE ALTERNA (50-60 Hz)		
Intensidad (mA)	Duración	Efectos
0-0,5	independiente	Umbral de percepción
0,5-10	Independiente	Cosquilleo, calambres
10-15	Independiente	Tetanización (contracción involuntaria de los músculos)
15-25	Minutos	Tetanización, dificultad de respiración, aumento de presión arterial
25-50	Segundos a minutos	Tetanización muy fuerte, irregularidades cardíacas, inconsciencia
50-200	Menos de un ciclo cardíaco	No fibrilación ventricular. Tetanización muy fuerte
	Más de un ciclo cardíaco	Fibrilación ventricular, inicio electrocución independiente del ciclo cardíaco, marcas visibles, inconsciencia
200-1000	Menos de un ciclo cardíaco	Fibrilación ventricular, inicio electrocución dependiente del ciclo cardíaco, marcas visibles, inconsciencia
	Más de un ciclo cardíaco	Paro cardíaco reversible, inconsciencia, quemaduras, alto riesgo de muerte
1000-5000	Independiente	Quemaduras muy graves, paro cardíaco con elevada posibilidad de muerte

Tabla 10. Efecto de la corriente alterna a frecuencias superiores a 25 Hz.

## 1.18 Corriente nominal de descarga

La corriente nominal de descarga en función de la corriente de descarga de tipo rayo que atraviesa el pararrayos, para la cual se desea la protección del equipo.

Para los sistemas pertenecientes a la gama I según la CEI 60071-1, que van desde 1kV hasta 245kV los pararrayos pueden elegirse de 5kA o 10kA.

En los sistemas de media tensión cuyas líneas aéreas son inferiores a 5 km, donde las líneas que separan los pararrayos son cortas se pueden utilizar los dispositivos en los transformadores de distribución con una fiabilidad para la corriente nominal de descarga de 5Ka, inclusive si los transformadores están conectados a las líneas con apoyos de madera con crucetas no conectadas a tierra.

### 1.18.1 Capacidad de absorción de energía

Los pararrayos de óxido metálico deben poseer la capacidad de absorber la energía causada por sobretensiones, bien sean por maniobras, por impactos directos del rayo o por desconexión de un banco de capacitores e inclusive por la energización o reenganche de una línea de gran longitud.

### 1.18.2 Sobretensiones por maniobra:

Son las que están asociadas a las operaciones de maniobra realizadas en el circuito y fallas en el sistema; las amplitudes altas de este tipo de fallas están en el rango de 2 a 4 p.u. que para el caso del circuito Zaragocilla 4 serían valores de sobretensión por maniobras desde 26,4 kV hasta 52,8 Kv.

### 1.18.3 Sobretensiones atmosféricas:

Son las sobretensiones generadas por impactos directos de rayos en las líneas que tienen valores asociados entre 4 y 6 p.u. de la tensión del sistema, para el circuito Zaragocilla 4 estaría comprendido desde 52,8 kV hasta 79,2 kV; de acuerdo a la CEI 60-2 las tensiones de prueba normalizadas para las sobretensiones atmosféricas tienen una duración de tiempo de frente de 1,2  $\mu$ s y un tiempo de cola medio de 50 $\mu$ s.

### 1.19 Pautas para tener en cuenta al momento de coordinar protecciones

Se debe aislar de la forma más rápida la parte afectada del sistema, esto con el fin de que el resto del sistema siga operando. Al aislar la falla se minimizan los posibles daños causados a la sección afectada del sistema.

La magnitud de la corriente de cortocircuito disponible se debe minimizar; con el propósito de que los daños al sistema, todos los elementos que lo conforman, el transformador de potencia que brinda el suministro y los equipos eléctricos conectados al suministro sean afectados lo menos posible.

Utilizar dispositivos de reenganche, transferencia de carga a circuitos alternos o transferencias automáticas con la finalidad de no generar considerables pérdidas al Operador de red y/o apagones en todo el sistema.

El primer ítem a tener en cuenta cuando de coordinar las protecciones se trata, es la magnitud inicial de la corriente a la que van a actuar los dispositivos de protección inmediata; tales como relés de acción inmediata, fusibles, cortacircuitos en baja tensión.

Algunos dispositivos no tienen en cuenta los transitorios cc. (Transitorios de corriente continua);

Como es el caso de los equipos de protección que funcionan con el principio de inducción y los equipos de filtrado de cc.

A diferencia de los dispositivos que funcionan con el principio de inducción, algunos dispositivos de protección perciben la totalidad de la magnitud de la corriente inicial; los fusibles son uno de éstos.

La coordinación de protecciones es fundamental para garantizar el buen funcionamiento de cada uno de los elementos de protección del sistema diseñado; desde la protección en baja tensión hasta el relé que está ubicado a la salida de la subestación eléctrica o comienzo del circuito, deben estar correctamente coordinados con el fin de que el elemento de protección más cercano pueda aislar la falla sin la necesidad de sacar de operación todo el sistema.

Coordinando las protecciones del circuito en media tensión Zaragocilla 4, podría por lo menos garantizar la eliminación de fallas y hacer transferencia de carga desde y hacia el circuito bosque 4 con el propósito de no dejar de suministrar el servicio a los usuarios.



## CAPITULO 2. RESULTADOS

### 2.1 CARACTERÍSTICAS DEL CIRCUITO ZARAGOCILLA 4

<b>Departamento</b>	BOLIVAR
<b>Municipio</b>	CARTAGENA
<b>Localidad</b>	ZARAGOCILLA, CARTAGENA
<b>Zona</b>	A
<b>Área</b>	Urbana
<b>Contaminación</b>	ALTA

TABLA 11. Ubicación geográfica del circuito

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (kV)	13,2
Potencia máxima de transporte (MVA)	9,14
Conductores	(3F)AAAC 312,8 kcmil
Número de circuitos	1
Origen	Subestación Zaragocilla
Final	Estructura EP136 TR 53
Longitud red aérea (km)	3,062
Apoyos nuevos	66
Apoyos a reutilizar	103
Vano medio (m)	30,7
Número total de cantones	58

TABLA 12. Descripción del sistema.

### 2.2 Revisión tramo a tramo del circuito zaragocilla 4

Luego de la inspección realizada a lo largo de todo el circuito, desde la salida de la subestación zaragocilla hasta el último apoyo localizado a 3,062 km pudo observarse las falencias que presenta el circuito zaragocilla4.

Las más relevantes son el deterioro del conductor, carga instalada excedida, crucetas y apoyos en muy mal estado.

La potencia instalada para la cual se diseñó el circuito hace más de 25 años ya no es adecuada debido al aumento de carga que ha tenido en los últimos años el sistema; el número de usuarios ha aumentado exponencialmente además de que los usuarios existentes a quienes se les suministra el servicio han adquirido múltiples electrodomésticos, el operador de red a sabiendas de que esto ha sucedido no ha hecho el respectivo cambio del conductor para poder mejorar el servicio de energía eléctrica.



En el caso del conductor, además de que ya no resiste la capacidad de la potencia a transportar, presenta demasiados empalmes, ocasionando puntos calientes que luego se convierten en salidas inesperadas del circuito por líneas al suelo.

Las crucetas en su gran mayoría son de madera, muchas de las cuales están fracturadas e incluso tienen nidos de pájaros carpinteros.

Se deben cambiar 66 apoyos, algunos de los cuales están fracturados en la base y/o en la parte superior del mismo. Otros apoyos no son necesario reemplazarlos, pero si es necesario aplomarlos o reubicarlos debido a que están bastante ladeados (torcidos) o han quedado dentro de los predios de los usuarios.

A continuación se muestra la evidencia fotográfica del recorrido realizado.

Para obtener mayor información acerca de la inspección detallada por apoyo, por favor remitirse a los anexos, donde también encontrará los puntos gps de los apoyos.

<b>Zaragocilla 4 actual</b>	
Potencia instalada (MVA)	9,14
Potencia máxima (MVA)	7,46
Cargabilidad (%)	120

TABLA 13. Cargabilidad del sistema.

<b>ACTUACIÓN</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
1	Conductor con corrosión, empalmes de reparación
2	Sección conductor
3	Poda
4	Cumplimiento de alturas en cruce de vías o cruces de alta tensión
5	Aplomar apoyo
6	No cumple con distancia de vanos
7	Cambiar apoyo
8	Falta conductor de puesta a tierra
9	Fusibles puenteados
10	Sin fusibles al inicio de la derivación

TABLA 14. Revisión tramo a tramo del circuito.



TRAMO	NÚMERO DE APOYOS	ACTUACIÓN
EP001-EP005	5	1,2,7
EP006-EP009	4	1,4
EP008-EP016	8	3,9
EP016-EP021	5	4
EP016-EP038	7	1,2,4,5
EP038-EP048	4	2,6,8
EP045-EP053	7	4,6
EP054-EP055	2	1,3,10
EP053-EP065	6	1,6,9
EP063-EP080	4	2,6,7
EP080-EP090	8	6,7
EP088-EP089	2	2,6,8
EP082-EP094	3	7
EP094-EP097	4	6,7
EP094-EP236	6	2,3,5,6
EP242-EP262	6	5,10
EP242-EP247	6	1,7
EP262-EP323	4	1
EP223-EP314	5	5,6,8
EP314-EP330	7	1,6
EP314-EP300	7	5,6,10
EP300-EP301	1	6,8
EP300-EP100	15	1,2,3,5,6
EP100-EP100	12	1,3,5,6
EP101-EP107	4	5,7,9
EP104-EP107	4	1,2,5
EP118-EP139	14	3,5,8

TABLA 15. Actuaciones a realizar en el sistema.



Diagrama 1. Actuaciones a realizar en el sistema.

Mes	Número de interrupciones	Tiempo interrupción(horas)	Causas posibles
Enero	6	2	1,3
Febrero	4	3	1,2
Marzo	6	4	3,4
Abril	3	4	2
Mayo	4	2	2
Junio	3	2	2,3
Julio	12	2	3,4
Agosto	6	4	3,4
Septiembre	8	3	1,2,4
Octubre	12	2	2,4
Noviembre	9	3	1,3,4
Diciembre	15	4	1,3,4

TABLA 16. Número de interrupciones por mes del año 2015.

Dónde:

- 1: conductor con corrosión
- 2: poda
- 3: sin conductor de puesta a tierra
- 4: fusible no normalizado

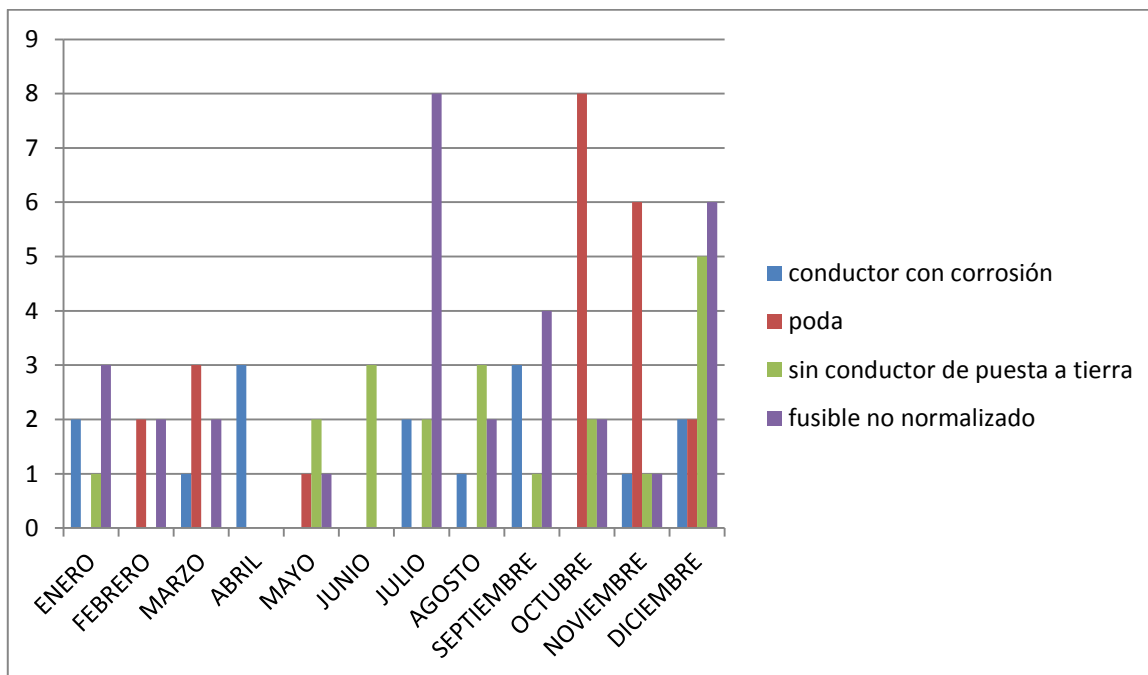


Diagrama 2. Número de interrupciones del sistema por mes del año 2015.

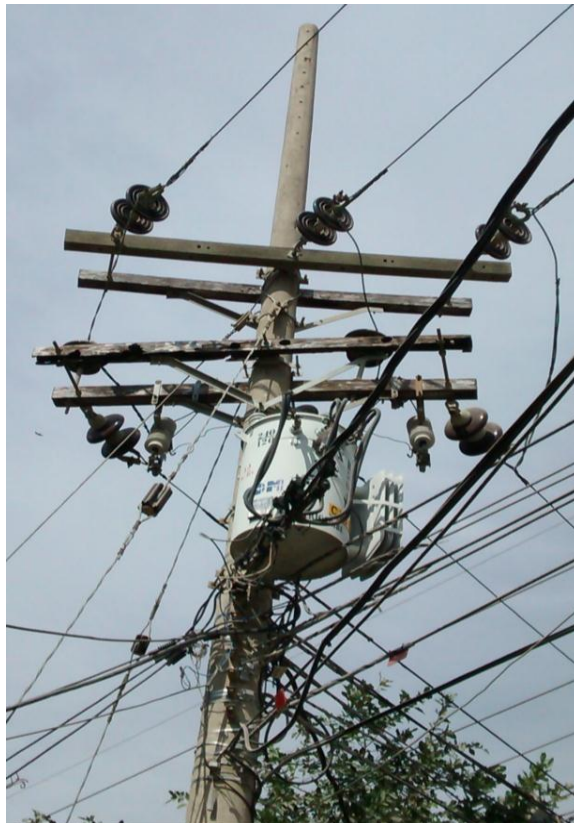


Imagen 11. Cruceta en mal estado (fuente: foto del autor).



Imagen 15. Monohilo (fuente: foto del autor).



Imagen 16. Fusibles de expulsión puenteados (fuente: foto del autor).



Imagen 19. Transformador quemado por sobrecarga. (Fuente: foto del autor).





## 2.3 Cálculo de conductores

### Resistencia del conductor AAAC Butte según la temperatura de trabajo.

Conductor AAAC	312,8 kcmil (Butte)
R'20(Ω/km)	0,2072
$\alpha_{20}(^{\circ}\text{C}-1)$	$3,47 \cdot 10^{-3}$
R'75(Ω /km)	0,2467
R'50 (Ω /km)	0,2288
Ys	$9,40 \cdot 10^{-3}$
R20(Ω/km)	0,2091
R50 (Ω /km)	0,2309
R75(Ω /km)	0,2491

TABLA 17. Resistencia conductor AAAC 312.8 kcmil Butte (tabla sacada de LAMT sin neutro, 2012)

Siendo:

R'20: Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 20 °C (Ω /km).

R'75: Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 75 °C (Ω /km).

R'50: Resistencia del conductor con corriente continua a la temperatura de 50 °C (Ω /km).

$\alpha_{20}$ : Coeficiente de variación de la resistividad a 20 °C en función de la temperatura (°C-1).

$\Theta$ : Temperatura de servicio del conductor (°C).

Y<sub>s</sub>: Factor de efecto pelicular.

R20: Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura de 20 °C (Ω /km).

R50: Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura de 50 °C (Ω /km).

R75: Resistencia del conductor con corriente alterna a la temperatura de 75 °C (Ω /km).

Según los datos brindados por la tabla anterior, y con el fin de tener en cuenta los parámetros más desfavorables para el servicio del conductor, entonces:

Para considerar la peor situación que pueda darse con el conductor, sería la de la resistencia a una temperatura de 75° C.

Que será de 0,2491 Ω/km.

Para el cálculo de la reactancia inductiva, es necesario calcular en primera instancia, la distancia media geométrica entre los conductores.

Los conductores tienen en promedio una distancia de 800 mm entre ellos (para observar los datos de los que se obtuvo este promedio, por favor remitirse al anexo)

$$D_m = \sqrt[3]{800\text{mm} \times 800\text{mm} \times 800\text{mm}}$$

Ecuación 19. Diámetro medio geométrico (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$D_m = 800\text{mm}$$



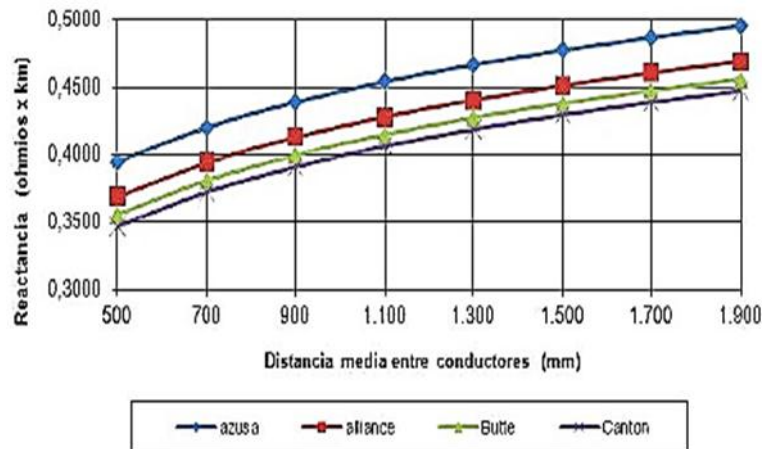


Imagen 15. Distancia media entre conductores (fuente: líneas aéreas de media tensión electricaribe S.A.)

La reactancia inductiva del conductor Butte con una distancia media entre conductores de 800mm, es de 0,385  $\Omega/km$  aproximadamente.

Teniendo los valores de la resistencia del conductor y su reactancia inductiva, se puede calcular la impedancia de la siguiente forma:

$$Z = (R \times \text{Cos}\phi + X \times \text{Sen}\phi) \Omega/km$$

Ecuación 20. Impedancia del conductor (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$Z = (0,2491 \times \text{Cos}(0,9) + 0,385 \times \text{Sen}(0,9)) \Omega/km$$

$$Z = 0,26 \Omega/km$$

La carga conectada al actual circuito zaragocilla 4 es de 9,14 MVA. Para el diseño de redes de distribución eléctrica es necesario realizar los cálculos que nos permitan determinar los conductores a utilizar, los cuales deben ser adecuados para los niveles de corriente a transportar y para asegurar una caída de tensión menor al 5% para 13,2 kV y 10% para 34,5 kV.

Para garantizar el óptimo funcionamiento del circuito, se tomarán los valores más desfavorables; por eso tomaremos el valor del factor de potencia de 0,9, a pesar de que el valor del factor de potencia suministrado por la subestación zaragocilla es de 0,95 aproximadamente.

## 2.4 Corriente nominal del sistema a un factor de potencia 0.9

Los datos del factor de potencia son suministrados por el operador de red, que a su vez son corroborados por los instrumentos de medida utilizados en la subestación Zaragocilla.

Debido a esto, se realizaron los cálculos y las simulaciones con los datos entregados por la empresa con el fin de obtener una cercanía con la realidad en éste proyecto.



$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times V_L \times \cos(0.9)}$$

Ecuación 21. Corriente nominal del sistema (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$I = \frac{9140 \text{ kW}}{\sqrt{3} \times 13,2 \text{ kV} \times \cos(0.9)}$$

$$I = 399,82 \text{ A}$$

La caída de tensión para el circuito desde la salida de la subestación zaragocilla hasta el final del circuito zaragocilla 4, podemos obtenerla mediante la ecuación:

$$\Delta V\% = \frac{P \times L \times Z}{10 \times V^2}$$

Ecuación 22. Caída de tensión (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

L: Longitud del tramo del conductor

Z: impedancia del conductor

V: voltaje de línea del conductor

$$\Delta V\% = \frac{9140 \times 3,062 \times 0,26 \text{ } \Omega/\text{km}}{10 \times (13,8 \text{ kV})^2}$$

$$\Delta V\% = 3,82\%$$

Para el cálculo anterior, se toma el voltaje de línea a 13,8 kV debido a que ese es el voltaje de salida del transformador de potencia ubicado en la subestación Zaragocilla.

Lo que es aproximadamente 527, 28 V menos hasta el final del circuito.

Podemos deducir que luego de este cálculo, el diseño cumple con la regulación de tensión según la norma

## 2.5 Pérdidas de potencia

$$P_p = 3 \times R \times L \times I^2 \times 10^{-3}$$

Ecuación 23. Perdidas de potencia en líneas (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$P_p = 3 \times 0,2491 \frac{\Omega}{\text{km}} \times 3,062 \text{ km} \times (399,82 \text{ A})^2 \times 10^{-3}$$

$$P_p = 365,8 \text{ W}$$

## 2.6 Potencia a transportar

$$P_{max.} = m \times \sqrt{3} \times V_L \times I_{max.} \times \text{Cos}\phi$$

Ecuación 24. Potencia a transportar (Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$P_{max.} = 1 \times \sqrt{3} \times 13,8 \text{ kV} \times 460 \text{ A} \times \text{Cos}(0,9)$$

$$P_{max.} = 11 \text{ MW}$$

El conductor a seleccionar será el AAAC 312. 8 kcmil Butte debido a que cumple con la regulación y puede soportar cargas adicionales al momento de hacer transferencia con circuitos aledaños Podemos afirmar que el conductor AAAC 312.8 kcmil Butte no estaría operando con sobrecargas que afecten la funcionalidad del mismo.

## 2.7 Cálculo de corriente de corto circuito en media tensión

Para el cálculo de corriente de corto circuito en el sistema de media tensión Zaragocilla 4 se tomará el caso más grave de todos, el cual es un corto circuito de cualquier tipo al inicio del circuito, es decir, en el transformador más cercano a la subestación que además está alimentando un generador.

Este caso se hace con el fin de obtener la mayor corriente de corto circuito y poder calcular los dispositivos correctos para la protección del circuito de media tensión.

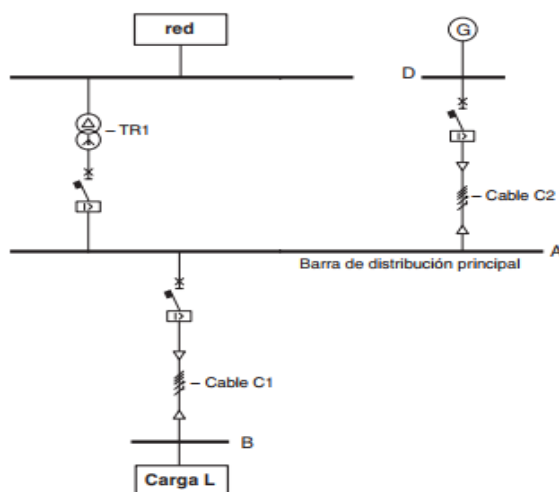


Imagen 16. Diagrama unifilar para el caso de corto circuito en los transformadores más cercanos a la subestación

**Red de alimentación**

$V_{in}$	$f$	$S_K$	$\text{Cos}\Phi_K$
13,2 kV	60 Hz	200 MVA (Corriente de corto circuito suministrada por ABB)	2 (factor de potencia en corto circuito)

Tabla 18. Datos red de alimentación.

**Transformador**

$V_{in}$	$V_{out}$	$S_N$	$V_K$	$P_K$
13,2 kV	220 V	150 KVA	6%	1%

Tabla 19. Dato transformador.

**Generador**

$V_{2n}$	220 V
$S_N$	1250 Kva
$X''d\%$	14% (reactancia subtransitoria porcentual. Eje directo)
$X''q\%$	20% (reactancia subtransitoria porcentual. Eje cuadratura)
$X'd\%$	50% (reactancia transitoria síncrona porcentual)
$X_d\%$	500% (reactancia síncrona porcentual)
$X_2\%$	17% (reactancia de corto circuito de secuencia negativa porcentual)
$X_0\%$	9% (reactancia de secuencia cero porcentual)
$T''d$	40 ms (constante de tiempo subtransitoria)
$T'd$	600 ms (constante de tiempo transitoria)
$T_a$	60 ms (constante de tiempo del inducido)

Tabla 20. Dato generador.

### Conductor C1

Longitud	$R_{F1}$	$X_{F1}$	$R_{N1}$	$X_{N1}$	$R_{Pe1}$	$X_{Pe1}$
200 m	2,477 (Resistencia de fase)	1,850 (Reactancia de fase)	4,825 (Resistencia de neutro)	1,875 (Reactancia de neutro)	4,656 (Resistencia de PE)	1,850 (Reactancia de PE)

Tabla 21. Dato conductor 1.

### Conductor C2

Longitud	$R_{F2}$	$X_{F2}$	$R_{N2}$	$X_{N2}$	$R_{Pe2}$	$X_{Pe2}$
250 m	0,2745 (Resistencia de fase)	1,162 (Reactancia de fase)	0,451 (Resistencia de neutro)	1,177 (Reactancia de neutro)	0,517 (Resistencia de PE)	1,162 (Reactancia de PE)

Tabla 22. Dato conductor 2.

Para las secuencias positiva, negativa y cero se denominaran como:

d: componente positiva

i: componente negativa

0: secuencia cero

$$Z_{dnet} = Z_{inet} = \frac{(V_{2n})^2}{200MVA} = 2,42 \times 10^{-4} \Omega$$

Ecuación 25. Impedancia de red (Ecuación tomada de la norma IEC 60909, 2014)

$$R_{dnet} = R_{inet} = Z_{dnet} \times \cos\varphi_K = 4,84 \times 10^{-5} \Omega$$

Ecuación 26. Resistencia de red (Ecuación tomada de la norma IEC 60909, 2014)

$$X_{dnet} = X_{inet} = Z_{dnet} \times \sin\varphi_K = 2,09 \times 10^{-4} \Omega$$

Ecuación 26. Reactancia de red (Ecuación tomada de la norma IEC 60909, 2014)

### Transformador

$$Z_{dtr} = Z_{itr} = Z_{otr} = \frac{V_{K\%}}{100} \times \frac{V_{2n}^2}{S_N} = 0,0193 \Omega$$



$$R_{tr} = \frac{P_{K\%}}{100} \times \frac{V_{2n}^2}{S_N} = 0,0032 \Omega$$

$$X_{Tr} = \sqrt{Z_{dtr}^2 - R_{dtr}^2} = 0,0190 \Omega$$

## Generador

Para este caso, debido a que el mayor valor de la corriente de corto circuito para el generador lo tiene la magnitud de la reactancia subtransitoria, solo se tendrá en cuenta para el caso en particular.

$$R_G = \frac{X''_d}{2 \times \pi \times f \times a} = 9,507 \times 10^{-4} \Omega$$

Parte imaginaria de la impedancia de la secuencia positiva

$$X''_d = \frac{X''_{d\%}}{100} \times \frac{V_{2n}^2}{S_N} = \frac{14\%}{100} \times \frac{220^2}{1250} = 5,42 \times 10^{-3} \Omega$$

Parte imaginaria de la impedancia de la secuencia negativa

$$X_2 = \frac{X_{2\%}}{100} \times \frac{V_{2n}^2}{S_N} = \frac{17\%}{100} \times \frac{220^2}{1250} = 6,58 \times 10^{-3} \Omega$$

Parte imaginaria de la impedancia de la secuencia cero

$$X_0 = \frac{X_{0\%}}{100} \times \frac{V_{2n}^2}{S_N} = \frac{9\%}{100} \times \frac{220^2}{1250} = 3,48 \times 10^{-3} \Omega$$

$$Z_{dG} = R_G + i \cdot X_d''$$

$$Z_{iG} = R_G + i \cdot X_2$$

$$Z_{0G} = R_G + i \cdot X_0$$

Conductores C1 y C2

$$Z_{dc1} = Z_{ic} = R_F + i \cdot X_F$$



$$Z_{0(F-PE)C1} = (R_F + 3.R_{PE}) + i.(X_F + 3.X_{PE})$$

La falla trifásica es el peor caso de corto circuito que se pueda presentar debido a que causa desbalance total al sistema puede dañar electrodomésticos conectados a la red, es una falla simétrica, por ende se tendrá en cuenta la impedancia total equivalente de la red para la secuencia positiva.

$$Z_{deq.A} = (Z_{dtr} + Z_{dnet}) // (Z_{dG} + Z_{dc2}) = 0,2654 \times 10^{-4} + 0.654i \Omega$$

$$I_{K3.A} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{deq.A}} = 8,2 \text{ kA}$$

Falla trifásica

$$I_{K1.(F-PE)A} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{deq.A} + Z_{ieq.A} + Z_{0G} + Z_{(0F-PEc2)Eq.A}} = 8,8 \text{ kA}$$

$$I_{K3B} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} \cdot Z_{deqB}} = 4,69 \text{ kA}$$

Falla monofásica

Secuencia positiva

$$Z_{deq.0} = (Z_{dtr} +) // (Z_{dG} + Z_{dc2}) + Z_{dc1}$$

Secuencia negativa

$$Z_{0(F-N)eqB} = (Z_{0tr}) // (Z_{0G} + Z_{0(F-N)eqB}) + Z_{dc1}$$

Falla a tierra

$$Z_{0(F-PE)eqB} = (Z_{0tr}) // (Z_{0G} + Z_{0(F-PE)c2}) + Z_{0(F-PE)c1}$$

$$I_{K1(F-PE)B} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{deqB} + Z_{ieq.B} + Z_{0(F-PE)eqB}} = 1,74 \text{ kA}$$

Falla en D

$$Z_{deq.B} = (Z_{dtr} + Z_{dnet} + Z_{dc2}) // Z_{dG}$$

$$I_{K3D} = \frac{V_{2n}}{\sqrt{3} + Z_{deq.B}} = 2,12 \text{ kA}$$

Falla monofásica

$$Z_{deq.D} = (Z_{dtr} + Z_{dnet} + Z_{dc2}) // Z_{dG}$$

$$Z_{ieq.D} = (Z_{itr} + Z_{inet} + Z_{ic2}) // Z_{iG}$$

$$I_{K1(F-PE)D} = \frac{\sqrt{3} \cdot V_{2n}}{Z_{deq.D} + Z_{ieq.D} + Z_{0(F-PE)eq.D}} = 1,6 \text{ kA}$$

## 2.8 Consideraciones básicas

Los incidentes por descargas pueden ser evitados por la selección apropiada de dispositivos de protección contra sobrecorriente. La selectividad (a menudo denominada coordinación selectiva) se obtiene cuando se retira la cantidad de equipo del servicio para el aislamiento de una condición de sobrecorriente. El transformador de potencia en la subestación Zaragocilla que alimenta el circuito zaragocilla 4, es de 35 MVA y la Scc que se tendrá en cuenta para el cálculo de corriente de corto circuito es el valor de la potencia aparente del transformador es de aproximadamente 200 MVA. (Datos suministrados por ABB, empresa que fabricó el transformador), El programa seleccionado para la realización de las simulaciones de las protecciones en media tensión es ETAP. Se realizaron simulaciones de todo el diagrama unifilar del circuito Zaragocilla 4 con el fin de obtener la mejor perspectiva con la realidad del proyecto, se simularon todos los tramos o derivaciones de dicho circuito para poder realizar la coordinación de protecciones y seleccionar de manera acertada todos los elementos de protección, su ubicación y capacidad de corte.

A continuación se muestran los resultados de las simulaciones realizadas y las imágenes de la coordinación de protecciones.



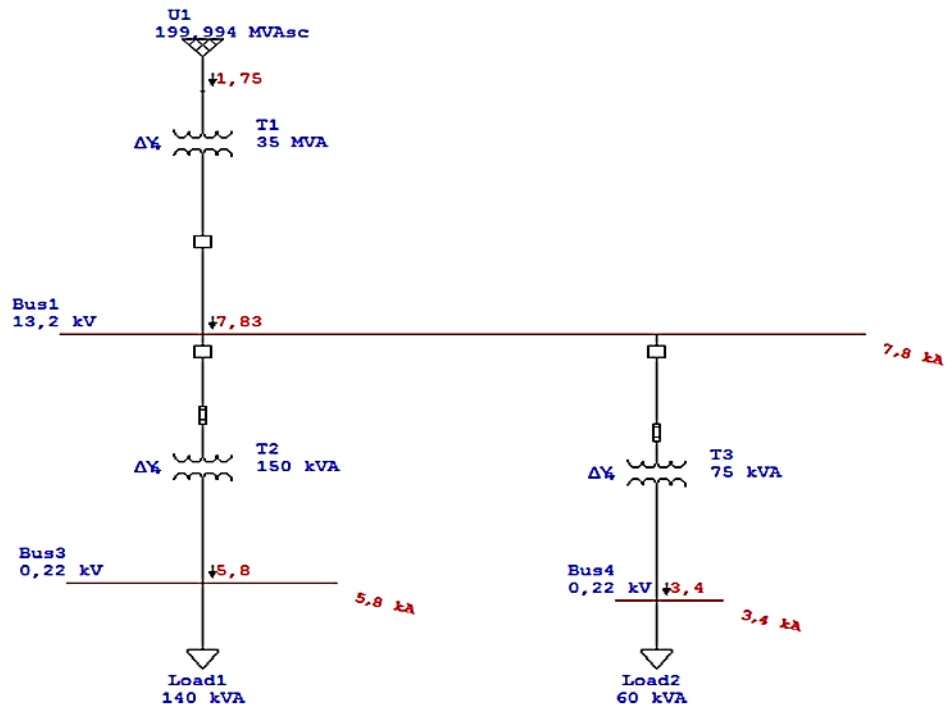


Imagen 17. Diagrama unifilar para el caso de falla corriente trifásica (fuente: autor).

$S_{CC}$	$V_L$	$S_{trafo\ 1}$	$S_{trafo\ 2}$	$S_{trafo\ 3}$	$V_K$	$P_K$
200 MVA	13,2 kV	35 MVA	150 KVA	75 KVA	6%	1%

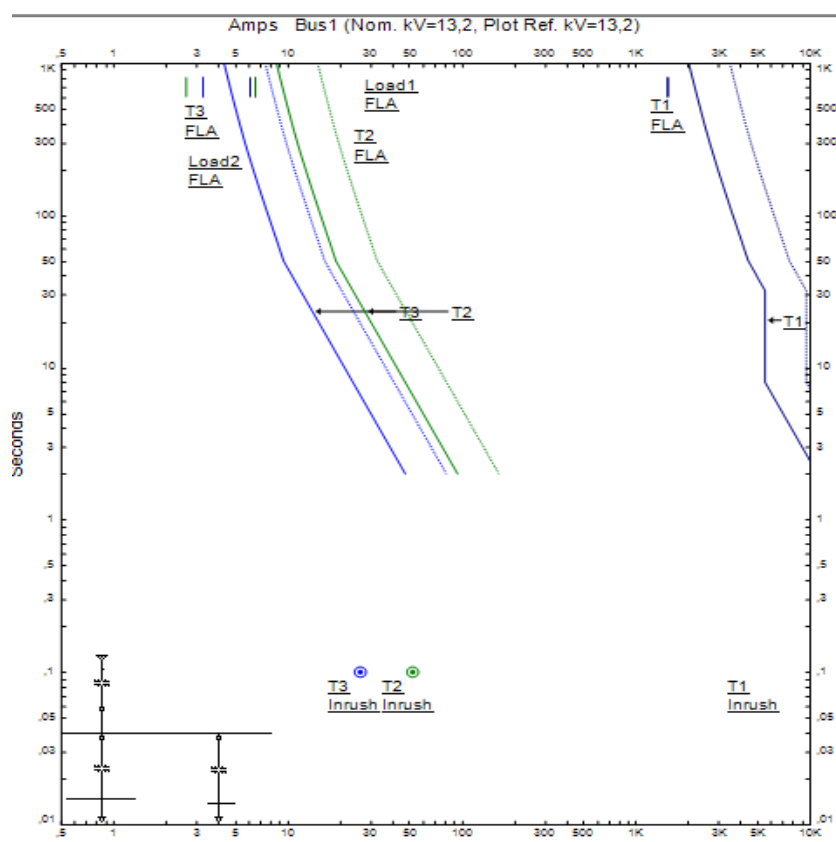


Imagen 18. Coordinación de protecciones con todos los elementos principales del sistema.

La coordinación de protecciones de todo el circuito, teniendo en cuenta las distancias de cada derivación y la potencia de cada transformador conectado nos indica lo siguiente:

Si ocurriese una falla por baja tensión, sería visto primero por los circuit breaker de baja tensión.

Si la corriente de carga del transformador excediera la nominal, sería visto por la protección más cercana al transformador.

Si ocurriera una falla en media tensión durante el tramo de la derivación, sería visto por el fusible de expulsión ubicado al principio de dicha derivación. Esto con el fin de aislar la falla en dicho punto y garantizar el suministro de energía en el resto del circuito.

Si la falla fuese muy grande y ninguno de los dispositivos en el ramal fuese capaz de

Aislarla, entraría en acción el relay principal ubicado a la salida de la subestación eléctrica, con el fin de evitar menos daños al sistema y proteger el transformador de potencia.

Mediante la simulación se obtuvo una corriente de corto circuito de 8,75 kA, por lo que se necesita equipos con capacidad de corte mínimo de esa misma cantidad de corriente.

Como se observó en la gráfica de coordinación de protecciones, los dispositivos de protección a utilizar están además de bien ubicados, bien calculados.

Al inicio de cada ramal se pudo haber utilizado un circuit breaker en media tensión, pero con el fin de que el sistema esté muy bien protegido y sea económico, se usó un fusible de expulsión tipo k en media tensión.

A la salida del transformador de potencia de 35 MVA se instalará un autoseccionador trifásico con capacidad de cierre de hasta 10 kA.

## 2.9 Protección para ramales en media tensión

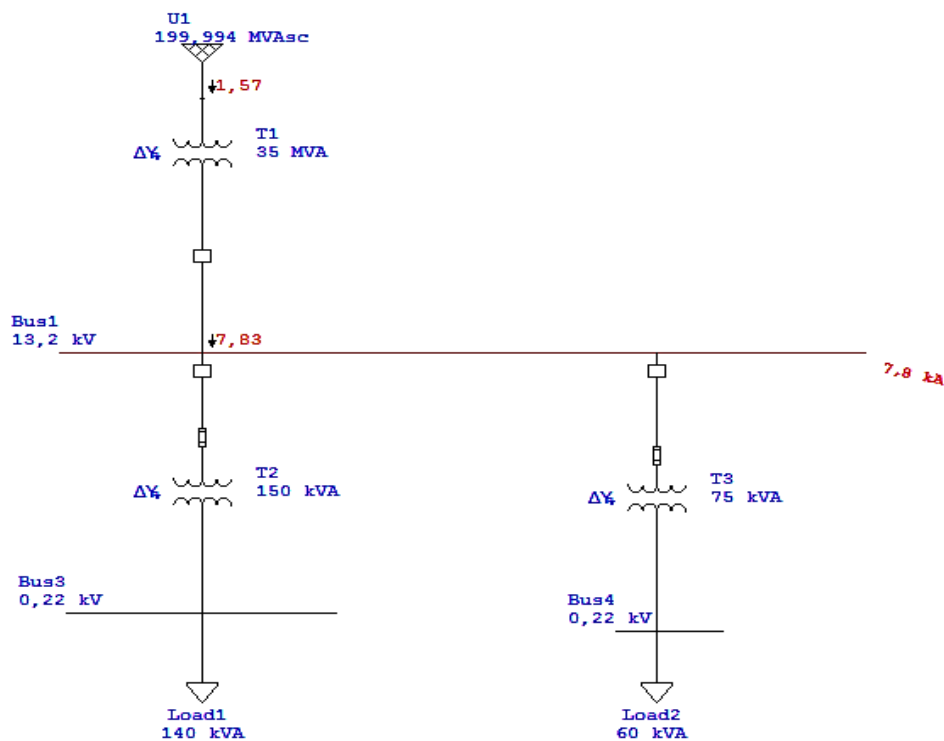


Imagen 19. Coordinación de protecciones en cada ramal o derivación.

Para proteger el conductor en cada derivación del circuito, se colocarán con las siguientes especificaciones:

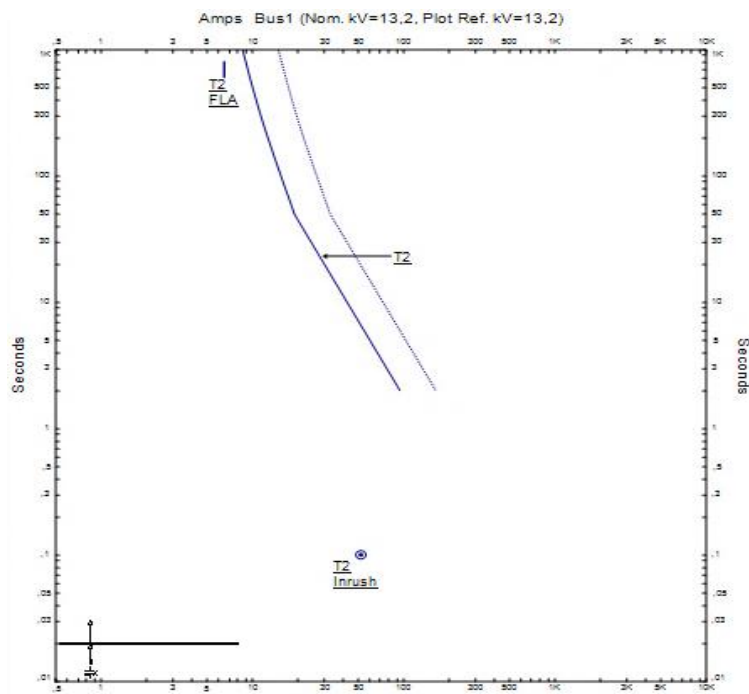


Imagen 20. Coordinación de protecciones de los fusibles tanto al inicio de la derivación como el del transformador de 75 kVA.

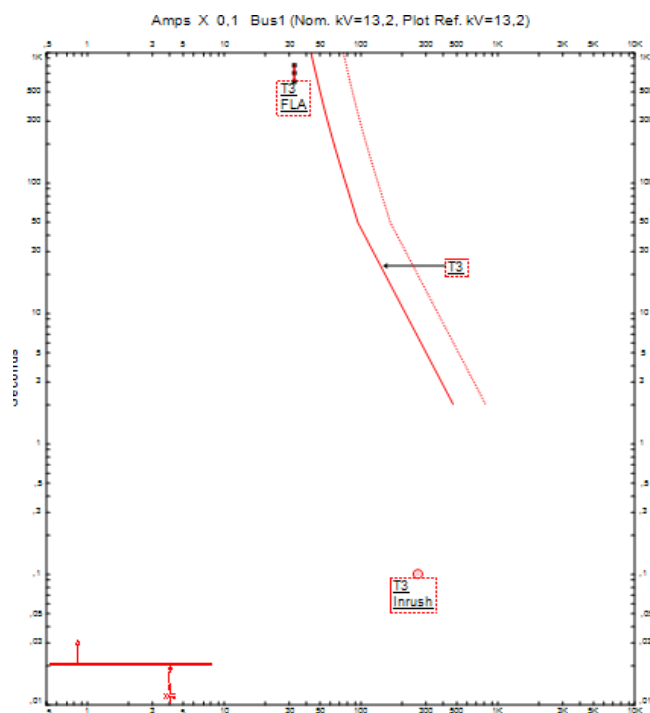


Imagen 21. Coordinación de protecciones fusibles transformador DE 150 KVA.

## 2.10 Para el cálculo de las luminarias

En función del flujo luminoso de la lámpara que se instala en la luminaria se suele fijar la altura del punto de luz mediante los valores que se indican en la siguiente Tabla.

Flujo luminoso en lúmenes (lm)	Altura del punto de luz en metros (m)
3000 a 9000	6,5 a 7,5
9000 a 19000	7,5 a 9
Mayor a 19000	Mayor de 9

Tabla 23. Altura de las luminarias (tabla obtenida de RETIELAP 2016)

Flujo de vehículos entre 30 y 60 km/h (media)

Usuarios principales son el tráfico motorizado y los vehículos lentos, donde pueden transitar por las zonas peatonales transeúntes y ciclistas. B1

Plan de mantenimiento para zona de alta contaminación es de un factor de degradación de 0,50

Philips GRN 208-3S/657 DN

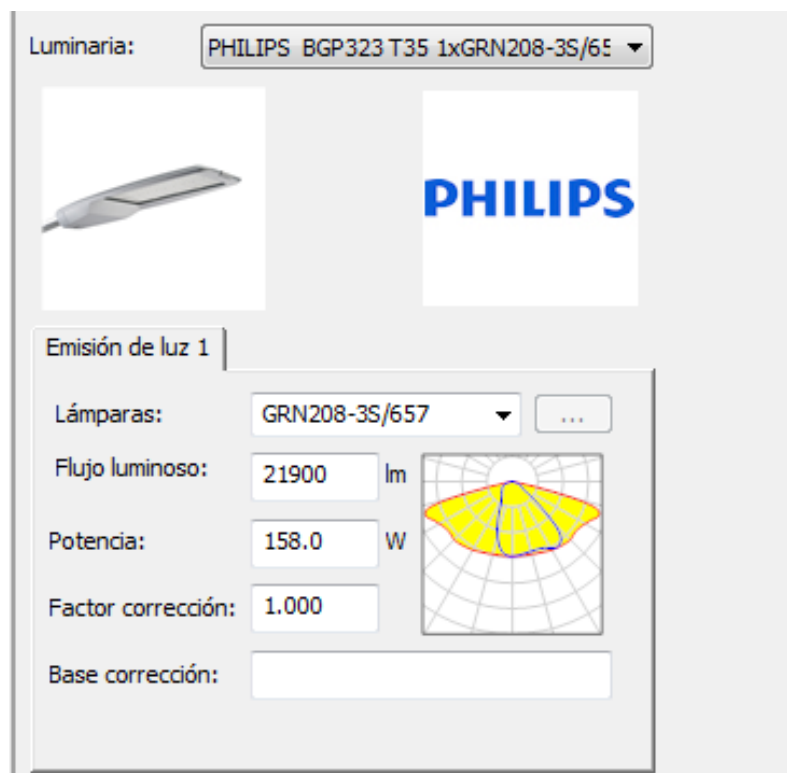


Imagen 21. Tipo de luminaria a utilizar.

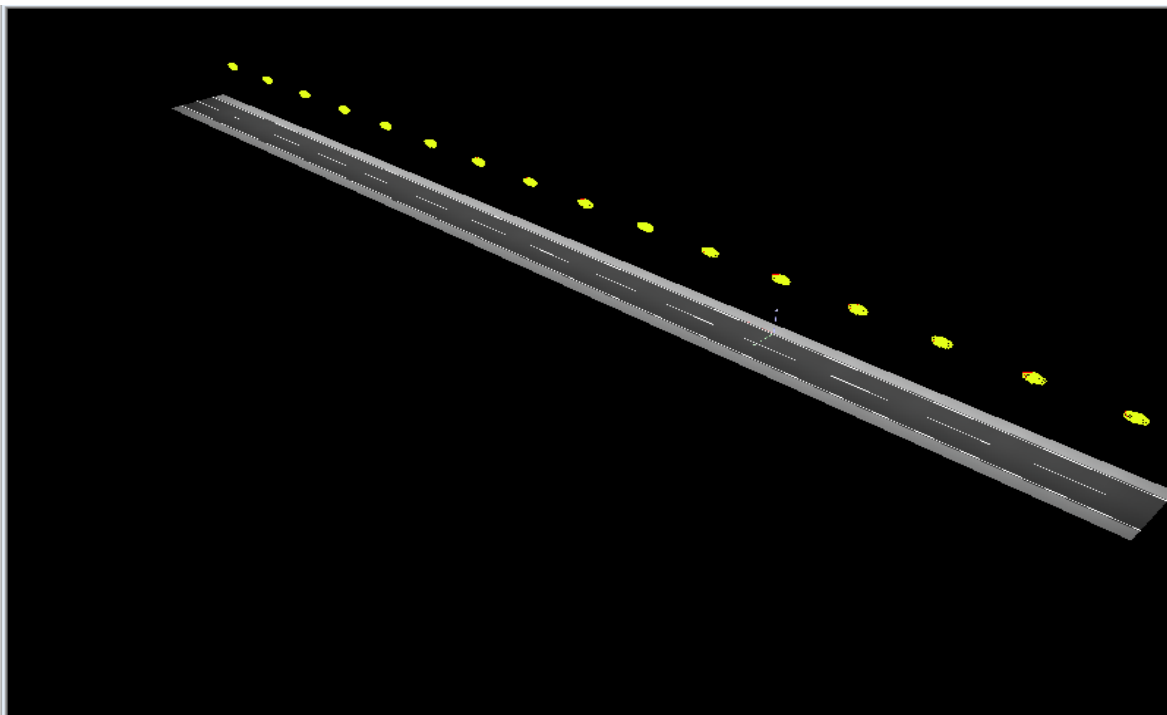


Imagen 22. Distribución de las luminarias para vías principales (fuente: autor).

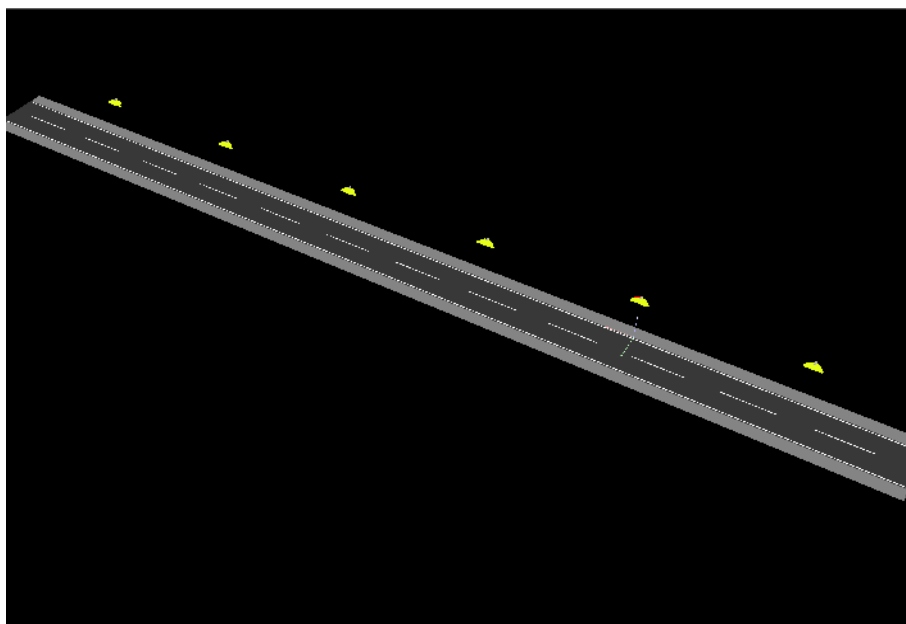


Imagen 23. Distribución de las luminarias para vías de barrio (fuente: autor).

En la gráfica anterior se determinó gracias a la simulación que si se colocan las lámparas led a una altura de 8 a 10 metros, no habrá efecto estroboscópico a lo largo de todo el circuito Zaragocilla 4 y cumplirán con todos los requisitos de la normativa acerca de la iluminación en Colombia.

El hecho de que las luminarias sean las correctas garantiza mejor visibilidad por las noches y maximizaría la seguridad en la zona.



Además, el hecho de que sean lámparas led disminuye el costo en la factura por el concepto de alumbrado público.

Clase de ilurLuminaria	Lámpara	Resultado	Separación	Altura [m]	Saliente sob	Inclination [°	Em [lx]	U0	Emin (semicíindr) [lx]	
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	42	10	0	0	37,98	0,41	2,11
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	41	10	0	0	39	0,43	2,33
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	40	10	0	0	40,1	0,44	2,58
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	39	10	0	0	40,9	0,45	2,86
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	38	10	0	0	42,11	0,46	3,16
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	37	10	0	0	43,4	0,48	3,5
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	36	10	0	0	44,3	0,51	3,97
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	35	10	0	0	45,72	0,53	4,38
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	34	10	0	0	47,24	0,55	4,82
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	33	10	0	0	48,32	0,56	5,34
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	32	10	0	0	50	0,58	5,84
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	31	10	0	0	51,82	0,61	6,37
CE5	PHILIPS SGP398 GB 1xSON-T400W SGR_220	SON-T400W/220	Adecuado/a	30	10	0	0	53,18	0,66	6,97

Imagen 25. Simulación de las luminarias a diferentes alturas (fuente: autor).

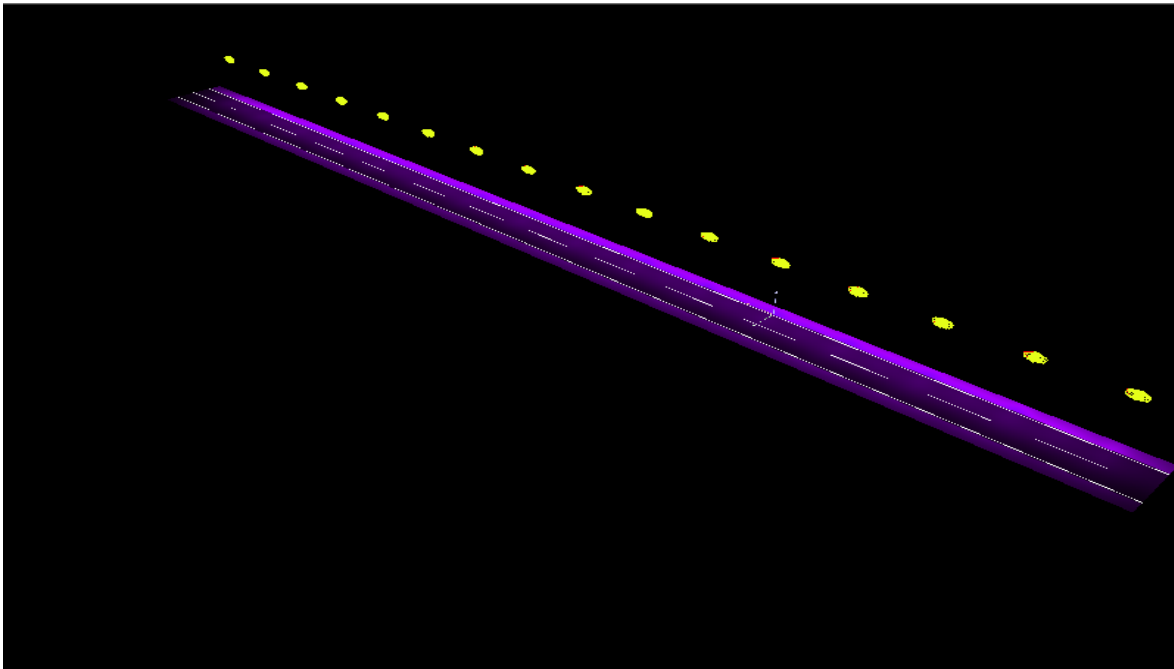


Imagen 26. Diagrama de luminancias (fuente: autor).

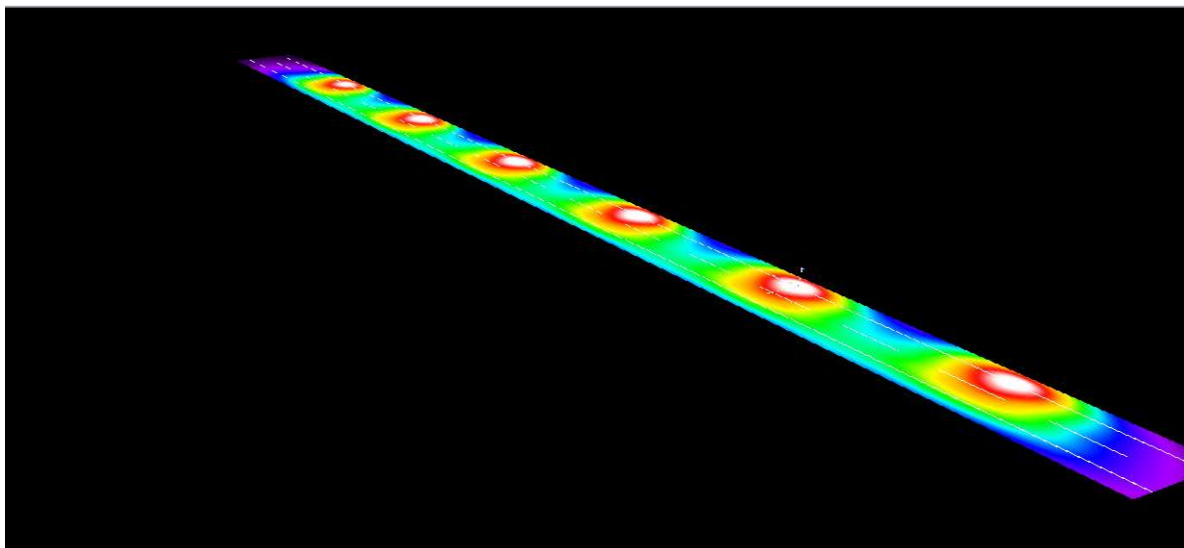


Imagen 27. Diagrama termográfico de las luminarias. (fuente: autor).

## 2.11 Corriente nominal en BT (baja tensión)

Para el cálculo de las protecciones de las luminarias, realizaremos los siguientes datos:

$$I = \frac{S}{V_L \times \text{Cos}\phi}$$

(Ecuación 30. corriente de transformador. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Sabemos que la protección debe calcularse para cada transformador que alimentará las luminarias, entonces el cálculo se hará para un transformador de 5 kVA con salida por baja de 220 V a un factor de potencia de 0.9

$$I = \frac{5 \text{ kVA}}{220 \times \text{Cos}(0,9)}$$

$$I = 22,73 \text{ A}$$

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

(Ecuación 31. Regulación de voltaje en baja tensión. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)





$$R\% = 2,00 \frac{41,61}{(220)^2} 1535$$

$$R\% = 2,63\%$$

La regulación permitida para baja tensión es de 3%, entonces el conductor dúplex aislado 2/0 AWG cumple con los requisitos para alimentar las luminarias.

## 2.12 Cálculo de cortocircuito para baja tensión

$$I_{CC} = \frac{100 \times S}{Z\% \times V_L}$$

(Ecuación 32. corriente de corto circuito. Ecuación tomada de CSE-ENDESA S.A.)

El porcentaje de impedancia para un transformador de 5Kva es de 3,5 (ENDESA, 2016)

$$I_{CC} = \frac{100 \times 5kVA}{3,5 \times 220V}$$

$$I_{CC} = 650 A$$

Para proteger las redes en caso de un cortocircuito entre fases, es necesario colocar en la salida del transformador un interruptor automático con poder de corte de 650 A.

## 2.13 Protección en baja tensión

Por el cálculo de la corriente en baja tensión realizado en el inciso 2.9, sabemos que la corriente es de 22,73 A. Este cálculo se realiza con el fin de proteger las luminarias conectadas a cada transformador.

$$\text{interruptor automático} = I_n \times 1,5$$

(Ecuación 33. corriente de seccionador de expulsión en media tensión. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$\text{interruptor automático} = 22,73 A \times 1,5$$

$$\text{interruptor automático} = 35 A$$

Se colocará un interruptor automático de 35 A en el lado de baja de cada transformador a utilizar para alimentar las luminarias que conforman el alumbrado público del circuito diseñado.

Corrientes de 1 mA se reconocen como un hormigueo, es debido a la sensación percibida por los dedos al paso de la corriente.



Las corrientes de 1-6 mA, normalmente conocidas como corrientes de patada, son desagradables al momento de la percepción, a pesar de que no generan daños graves a una persona o la capacidad para liberar un objeto energizado, sí contrae los músculos y luego los libera.

De 9-25 mA, las corrientes causan dolor e imposibilidad de soltar los elementos energizados sostenidos con la mano (tetanización). Para corrientes más altas, las contracciones musculares pueden ocasionar dificultad respiratoria; estos efectos desaparecen luego de la interrupción del paso de la corriente. Aunque algunas veces la contracción es muy grave y la respiración puede detenerse en vez de segundos, minutos.

Las corrientes en los rangos de 60-100 mA, alcanzan la fibrilación ventricular, detención del corazón o inhibición de la respiración y causa la muerte.

Para evitar en la medida de lo posible que los técnicos o las personas que habiten o transiten cerca a los equipos energizados sufran descargas que causen daños graves a su integridad, se deben realizar medidas del terreno para poder saber qué correcciones tomar cuando la resistencia del terreno sea muy alta y hacer una puesta a tierra correcta para que pueda disipar correctamente

Una descarga atmosférica a través de los pararrayos o por una descarga accidental.

Para calcular la resistividad del terreno a lo largo de todo el circuito, se tomaron varias mediciones en diferentes puntos y a diferentes distancias con el fin de obtener la mejor proximidad de la resistividad del sitio donde se van a realizar las conexiones a tierra.

Debido a que la costa caribe colombiana tiene alto índice cerámico, se hará tratamiento especial en algunos lugares de las conexiones a tierra para poder garantizar la correcta disipación de descargas atmosféricas o sobrevoltajes en caso de ocurrir un evento de éstos.

El método llevado a cabo para la realización de la medición del terreno, fue el método de Wenner el cual consiste en colocar 4 electrodos a la misma profundidad y a diferentes distancias uno de otro, se inyecta una corriente DC y de esta forma podemos tener una muy acertada resistencia del suelo donde se piensa colocar la puesta a tierra.

Para saber la resistividad del terreno en el cual se va a instalar el sistema de puesta a tierra, se realizaron mediciones en diferentes orientaciones con el fin de tener un dato concreto de la resistividad del terreno en cualquier dirección.

Las mediciones se hicieron con el terreno seco y con el terreno húmedo para garantizar el despeje de fallas en caso de que así suceda en condición del terreno.

El método utilizado para llevar a cabo esta actividad, fue el método de Wenner.

$$\rho = \frac{4 \cdot \pi \cdot A \cdot R}{\left[ 1 + \left[ \frac{2 \cdot A}{(A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right] - \left[ \frac{2 \cdot A}{(4 \cdot A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right] \right]}$$

(Ecuación 33. corriente de seccionador de expulsión en media tensión. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

Dónde:

$\rho$  : Resistividad promedio a la profundidad A en ohm

A: distancia entre electrodos en metros



B: profundidad de enterrado de los electrodos en metros

R: lectura del telurómetro en ohm

Dado que en la práctica la distancia “a” es mucho mayor que la profundidad de enterramiento “b”, La ecuación se simplifica de la siguiente manera:

$$\rho = 2. \pi. R. A$$

(Ecuación 33. corriente de seccionador de expulsión en media tensión. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

DISTANCIA (metros)	$\Omega m$
1	10,17
2	8,425
3	7,575
4	9,775
5	7,95
6	10,3
7	9,26

Tabla 25. Medición de resistividad por el método de Wenner a distintas distancias.

Luego de las mediciones en el sentido sur-norte se hizo un promedio de la resistividad del terreno cuyo resultado fue en promedio de: 9,638  $\Omega/m$

Para garantizar la seguridad de las personas en valores admisibles de tensiones de paso y contacto, se colocará un electrodo de puesta a tierra en los sitios donde se ubicaran los DPS y los neutros aterrizados del sistema en media tensión.

Para ello se realizarán los cálculos respectivos detallados a continuación:

El primer paso que debe realizarse es la selección del conductor de puesta a tierra, se realiza de esta forma:

$$AC: I \left( \frac{33 \times t}{\log \left( \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} \right)} \right)^{\frac{1}{2}}$$

(Ecuación. Calibre del conductor de puesta a tierra. Ecuación IEEE 80- 2013)

Dónde:

AC: sección del conductor en cm

I: corriente de la falla

t: tiempo despeje de falla

$T_m$ : temperatura máxima en los nodos de la malla (250°C para amarre pernado y 450°C para soldadura exotérmica)

$T_a$ : temperatura ambiente

$$AC: 1000 \left( \frac{33 \times 1s}{\log \left( \frac{450 - 35}{234 + 35} \right)} \right)^{\frac{1}{2}}$$

$$AC: 9023,32 = 4,51mm^2 = 2,255mm$$

El calibre mínimo permitido por la normativa IEEE del conductor de puesta a tierra es el AWG 2/0 equivalente a 0,01052 m o 10,52mm

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{\rho}{\rho_s} \right)}{2h_s + 0,09}$$

(Ecuación 33. Factor de resistividad. Ecuación tomada de la IEEE 80- 2013)

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left( 1 - \frac{9,638}{4000} \right)}{2(0,2m) + 0,09}$$

$$C_s = 0,930$$

$$V_p = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{k}{\sqrt{t_s}}$$

(Ecuación 33. Tensión de paso. Ecuación tomada de IEEE 80- 2013, 2012)

$$V_p = (1000 + 6 \times 0,930 \times 4000) \frac{0,116}{\sqrt{2}}$$

$$V_p = 1912,80 V$$

$$V_p = (1000 + 6 \times 0,930 \times 4000) \frac{0,157}{\sqrt{2}}$$

$$V_p = 1830,62 V$$



La IEEE std 80-2013 establece que el valor permitido para la tensión de paso debe ser inferior a 2165 V.

$326,47 \leq 2165V$ , lo que nos indica que la tensión de paso permitida cumple con los estándares.

$$V_C = (1000 + 1,5C_S\rho_S) \frac{k}{\sqrt{t_S}}$$

(Ecuación 33. Tensión de contacto. Ecuación tomada de la IEEE 80- 2013)

$$V_P = (1000 + 1,5 \times 0,930 \times 4000) \frac{0,116}{\sqrt{2}}$$

$$V_P = 539,72 V$$

$$V_P = (1000 + 1,5 \times 0,930 \times 4000) \frac{0,157}{\sqrt{2}}$$

$$V_P = 172,96 V$$

La IEEE std 80-2013 establece que el valor permitido para la tensión de contacto debe ser inferior a 665 V.

$34,27 \leq 665V$ , lo que nos indica que la tensión de contacto permitida cumple con los estándares.

Debido a que el terreno es bastante uniforme y por la baja resistencia del mismo, no es necesario instalar una malla de puesta a tierra o varios electrodos porque además de ser muy costoso el hecho de solo poner un electrodo cumple con la normatividad.

$$R_{PAT} = \frac{\rho}{2,79}$$

(Ecuación 33. Resistencia de puesta a tierra para un electrodo de difusión vertical. Ecuación tomada de la IEEE 80- 2013)

$$R_{PAT} = \frac{9,638}{2,79}$$

$$R_{PAT} = 3,45 \Omega$$

El electrodo de puesta a tierra funcionaría correctamente debido a que por normativa internacional y



Europea, está dentro del rango permitido para un sistema de media tensión que sería inferior a 10Ω.

Los valores obtenidos cumplen con la norma IEEE 80-2013 y con el MIE RAT 13.

## 2.14 Cálculo de Eolovano

Para saber las distancias a las que estaría el conductor con respecto al suelo, teniendo en cuenta la distancia entre vanos, realizaremos el cálculo de eolovanos.

$$a_V = \frac{a_1 + a_2}{2}$$

$$a_V = \frac{0 + 18,8}{2}$$

$$a_V = 9,4$$

$$a_V = \frac{18,8 + 34,44}{2}$$

$$a_V = 26,7$$

$$a_V = \frac{0 + 34,44}{2}$$

$$a_V = 17,2$$

## 2.15 Cálculo de gravivano

Para asegurar las distancias de seguridad del conductor con respecto al suelo, teniendo en cuenta la tensión a la que se le someterá el conductor, se harán los cálculos de gravivanos entre vanos.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2}$$

$$a_{g1} = a_1 - \frac{T_{01}}{P_c} \left[ \tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{P_c \times a_1}{T_{01}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{P_c \times a_1}{T_{01}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{P_c \times b_1}{T_{01}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{P_c \times a_1}{T_{01}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{P_c \times a_1}{T_{01}}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

(Ecuación 37. cálculo de gravivano. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro,

Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$a_{g1} = 1,75$$

$$a_{g1} = 8,4$$

$$a_{g2} = \frac{T_{02}}{P_c} \left[ \tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{P_c \times a_2}{T_{02}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{P_c \times a_2}{T_{02}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{P_c \times b_2}{T_{02}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{P_c \times a_2}{T_{02}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{P_c \times a_2}{T_{02}}\right) - 1\right)^2}} \right]$$

(Ecuación 38. cálculo de gravivano. Ecuación tomada de líneas aéreas de media tensión sin neutro, Electricaribe S.A. E.S.P, 2012)

$$a_{g2} = 2.75$$

$$a_{g2} = 9.7$$

$$a_g = 4,5$$

CÁLCULO DE EOLOVANOS Y GRAVIVANOS			
No. Apoyo	Eolovano (m)	Gravivano (m)	
		Hipótesis de Viento	Hipótesis Flecha Mínima
EP001	9,4	4,5	4,5
EP002	26,7	18,1	18,1
EP004	17,2	30,6	30,6
EP005	24,5	18,5	18,7

Tabla 26. Calculo de eolovanos y gravivanos (para ver los cálculos completos de todos los eolovanos y gravivanos, favor remítase al anexo)

## 2.16 Selección de apartarrayos

Los pararrayos de óxido metálico sin explosores están especialmente bien adaptados para las redes de distribución en media tensión; esto es debido a que pueden trabajar con tensión de funcionamiento continuo, tensión asignada, corriente nominal de descarga y tensiones residuales a la corriente nominal de descarga, impulsos de corriente tipo maniobra y corriente de frente escarpado.

Dependiendo de la tensión de funcionamiento continuo y la tensión asignada dada, existen varios tipos de apartarrayos con diferentes niveles de protección.

Otras características a tener en cuenta para la utilización particular de los pararrayos son la clase de descarga de línea, la clase de limitador de presión, la capacidad para soportar la contaminación, la capacidad del lavado en tensión y las propiedades mecánicas específicas.

## 2.17 Tensión de funcionamiento continuo para los pararrayos a utilizar en el circuito Zaragocilla 4

La cresta de tensión de funcionamiento continuo del pararrayos debe ser por lo menos más elevada que la cresta de tensión de servicio; para el caso del circuito en cuestión, la tensión de funcionamiento continuo o la tensión de operación continuo es:

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$COV = \frac{13,2 \text{ kV}}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 7,62 \text{ kV}$$

La sobretensión temporal para un sistema sólidamente aterrizado,  $k_e$  sería de 1,4 (este es un factor recomendado a usar para sistemas aterrizados según la EN 60099-4)

$$TOV = COV \times 1,4$$

$$TOV = 7,62 \text{ kV} \times 1,4$$

$$TOV = 10,7 \text{ kV}$$

El valor de TOV sería la sobretensión temporal del circuito en media tensión.

Para poder seleccionar la tensión nominal del pararrayos R, se elige seleccionando el valor mayor





Entre  $R_o$  y  $R_e$

$$R_o = \frac{COV}{K_o}$$

$$R_o = \frac{7,62 \text{ kV}}{0,8}$$

$$R_o = 9,52 \text{ kV}$$

El valor del factor de  $K_o$  para el cálculo de  $R_o$  es el valor asignado de diseño que para un sistema de media tensión es común encontrarlo en 0,8.

$$R_e = \frac{TOV}{K_t}$$

$$R_e = \frac{10,7 \text{ kV}}{1,10}$$

$$R_e = 9,72 \text{ kV}$$

El factor de  $K_t$  es la capacidad del pararrayos contra sobretensiones temporales el cual usaremos a un tiempo de 10 segundos;  $K_t = 1,10$  para 10 segundos.

El valor mayor entre  $R_o$  y  $R_e$  es claramente  $R_e$ ; para las redes en media tensión se usa un factor de 1.5 con el fin de incluir la curva característica de sobretensiones temporales, debido a la duración limitada de la falla a tierra en dichos sistemas.

De esta forma:

$$R = R_e \times 1.05$$

$$R = 9,72 \text{ kV} \times 1.05$$

$$R = 10.2 \text{ kV}$$

## 2.18 Dimensionamiento de aislamiento para utilización de apartarrayos

### 2.18.1 Protección contra sobretensiones de tipo rayo

Por causas del frente de sobretensiones de tipo rayo, las ondas propagadas entre el pararrayos y el equipo a proteger no pueden despreciarse; es debido a que la tensión entre los bornes del equipo protegido en comparación con la tensión residual del pararrayos son muy elevadas.



Por estas obvias razones, se debe colocar el pararrayos lo más cerca posible del equipo a proteger; la subestación Zaragocilla se encuentra debidamente apantallada por lo que se reduce la aparición de tensiones elevadas de frentes de onda escarpadas dentro de la subestación.

El hecho de que además de la subestación estén apantalladas las líneas de los circuitos de distribución garantiza que las sobretensiones no penetren en la subestación y generen sobretensiones que puedan causar daños graves a los transformadores e instrumentos existentes en la subestación.

Si la subestación y el circuito de distribución no están apantallados tiene mayores corrientes de tipo rayo y mayores pendientes de frente de tensión; para los casos en los que no estén apantallados los circuitos de distribución y la subestación es obligatorio reducir al mínimo posible la separación entre el pararrayos y el equipo a proteger.

En un grave caso de ocurrir una tormenta eléctrica y los seccionadores se abran, las líneas de distribución que no se encuentren apantalladas quedarán desprotegidas y sería más probable que Los frentes de sobretensión tipo rayo le causen daño a los transformadores de tensión o transformadores de corriente que estén conectados del lado de la línea.

Tensión asignada $U_r$ kV rms	Tensión soportada asignada de corta duración a frecuencia industrial $U_d$ kV rms		Tensión soportada asignada al impulso tipo rayo $U_p$ kV	
	Valor común	A través de la distancia de aislamiento	Valor común	A través de la distancia de aislamiento
17,5	38	45	75	85
			95	110
36	70	80	145	165
			170	195
123	185	210	450	520
	230	265	550	630
245	360	415	850	950
	395	460	950	1050
	460	530	1050	1200

Tabla 27. Tensiones normalizadas de pararrayos según CEI 60099-4(imagen tomada de la norma IEC 60099-4)

Para la elegir el BIL o nivel básico de aislamiento para los pararrayos se eligió el procedimiento general para determinar su valor; se eligió el procedimiento general porque además de ser válido para alturas inferiores a 1000 m.s.n.m. Cumple con las normativas internacionales, por ejemplo la IEC (comisión internacional de electrotecnia) y la EN 60099-4. (Norma europea)

El método consta de 9 puntos tal y como se muestra en el siguiente diagrama:

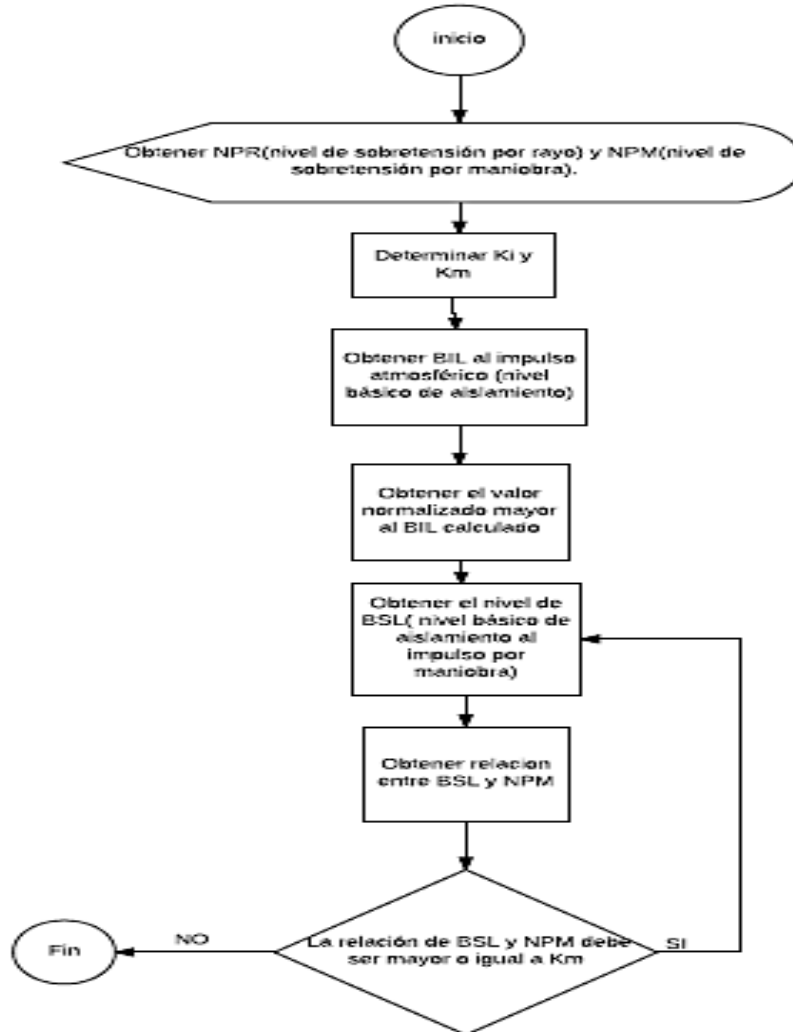


Imagen 27. Diagrama de flujo método convencional según CEI 60099-4, 2013

Entonces, siguiendo los puntos del método general o convencional calculamos:



Tensión asignada $U_r$ kV	Tensión funcionamiento continuo $U_c$ kV	Tensión residual $U_{res}$ kV		Línea de fuga
		10 kA 8/20 ms	10 kA 0,5 ms	
3	2,55	11	12,5	391
6	5,1	22	25	391
9	7,65	30	34	391
10	8,4	32	36,5	391
12	10,2	38,5	43,5	391
12	10,2	38,5	43,5	660
15	12,7	48	54,2	660
18	15,3	57,5	65	660
21	17	61,5	69,5	660
21	17	64	73	782
24	19,5	77	87	782
24	19,5	77	87	1320
27	22	86,5	97,7	1320
30	24,4	96	108,4	1320
36	29	115	130	1320
39	31,5	121,5	137	1320
45	36	144	162,6	5,82
48	39	153,5	173,4	5,82

Tabla 28. Tensiones normalizadas de pararrayos según CEI 60099-4

Para el nivel de tensión asignada para el circuito Zaragocilla 4 y tensión de funcionamiento continuo, se asignarán los valores para el NPR: 34 kV.

Para relacionar el valor del NPR (protección para impulso tipo atmosférico) y el BIL (nivel mínimo de aislamiento al impulso atmosférico), se tomará el valor del factor de seguridad  $K_i$ : 1.4; el valor del factor de seguridad asignado se usa para niveles de tensión inferiores a 52 kV.

$$BIL = K_i \times NPR$$

$$BIL = 1.4 \times 34 \text{ kV}$$

$$BIL = 47,6 \text{ kV}$$

Para el valor calculado del BIL, el BIL normalizado según la CEI 60099-4 para el impulso tipo rayo es de 95 kV.



Tensión nominal del sistema	Tensión máxima entre fases	Nivel de aislamiento al impulso (BIL)	Altura 2000 m.s.n.m. 20 kA
$U_n$ (kV)	$U_m$ (kV)	BIL (kV)	&
3	3,6	45	0,893
6	7,2	60	0,893
10	12	75	0,893
15	17,5	95	0,893
20	24	125	0,893
30	36	170	0,893
45	52	250	0,893
60	72,5	325	0,893
88	100	380	0,893
88-110	100-123	450	0,893
110-132	123-145	550	0,893
132-150	145-170	650	0,893
150	170	750	0,893
220	245	825	0,893
220	245	900	0,893
220-275	245-300	1050	0,893
275-330	300-362	850	0,893
330-380	362-420	950	0,893
380	420	1050	0,893
500	525	1175	0,893
700	765	1550	0,893

Tabla 29. Tensiones normalizadas de pararrayos según CEI 60099-4

Para la elección del factor de seguridad que relaciona el BSL y el BIL hay dos factores asignados que dependen del medio aislante del equipo; para los equipos sumergidos en aceite  $K = 0.83$  Y para los equipos aislados al aire libre  $K = 0.6$  a  $0.75$ . El factor de seguridad a tener en cuenta para el circuito será de  $0.75$ .

$$BSL = K \times BIL_N$$

$$BSL = 0.6 \times 95 \text{ kV}$$

$$BSL = 57 \text{ kV}$$

$$K_F = BSL/NPM$$

$$K_F = 57/30$$



$$K_f = 1,9$$

$$K_f \geq K_M$$

$$1,9 \geq 1,15$$

Después de los cálculos realizados acerca de la selección del pararrayos para utilizar en el circuito Zaragocilla 4, tanto para la protección de todo el circuito como para los transformadores es la adecuada según norma internacional.

## 2.19 PRESUPUESTO

Luego de la inspección realizada a todo el circuito Zaragocilla 4, se pudo observar todas las irregularidades que presenta el circuito, como que las instalaciones realizadas datan de 1990, es decir, que tiene 26 años en servicio, por esa razón aún tiene apoyos en madera, todas las crucetas son de madera, el conductor está trabajando con sobrecargas y presenta demasiados empalmes a lo largo del mismo, provocando puntos calientes que además de generar pérdidas, debilitan la instalación.

Se pudo observar que existen varios apoyos que pueden utilizarse para el diseño de un nuevo circuito, que la mayoría de derivaciones no presenta protecciones y que las puestas a tierra no son las adecuadas, teniendo en cuenta que en varios apoyos las tierras son inexistentes.

El circuito Zaragocilla 4 presenta derivaciones muy extensas y que por el calibre del conductor no cumplen con la regulación de tensión permitida por las normas.

En la elaboración de este presupuesto no se hace énfasis en cuál es el porcentaje que se le cobrará a los usuarios del circuito para la recuperación de la inversión realizada por la empresa electricaribe S.A E.S.P. Debido a que esta es una tarea que no incumbe al departamento ingeniería en mantenimiento, pues es una tarea del departamento de cartera.

A continuación se darán todos los detalles de los elementos a utilizar para el diseño del nuevo circuito Zaragocilla 4:

Altura apoyo (m)	Material apoyo	Capacidad (daN)	Cantidad
9	concreto	1030	1
12	concreto	500	3
12	concreto	1324	4
12	concreto	735	8
12	HPV	1030	19
14	concreto	1324	10
14	concreto	1030	5
14	concreto	735	14

Tabla 30. Número de apoyos

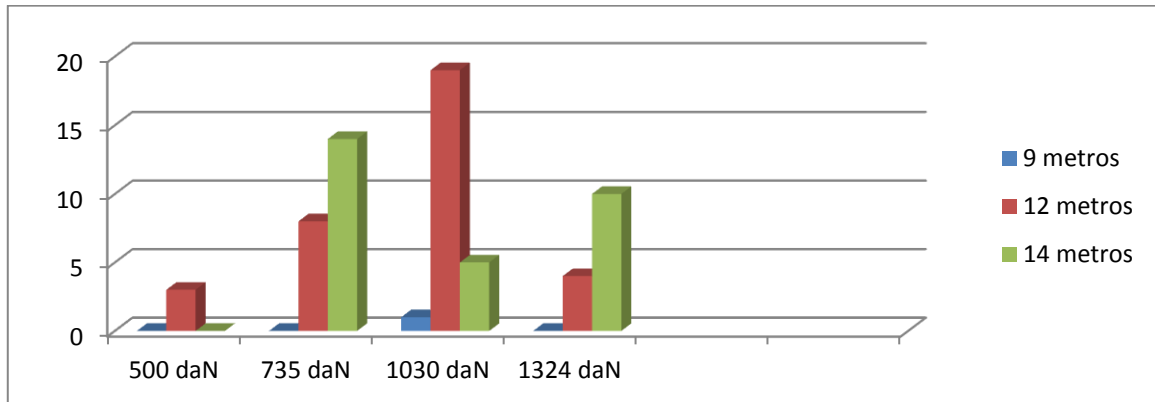


Imagen 28. Número de apoyos

Tipo de cruceta	Elementos que lo conforman	Cantidad a utilizar
Bandera	1,3,5,6,7,9	90
Fin de línea	2,3,4,6,7,9,10,11,12	15
Horizontal o paso	1,3,4,5,6,7,8,9	89

Tabla 31. Número de crucetas.

Dónde:

- 1: Retención Z
- 2: Retención  $\Omega$
- 3: Aislador híbrido tipo poste
- 4: Cadena de amarre
- 5: Armado circuito simple
- 6: Tornillo 5/8''
- 7: Arandela
- 8: DPS
- 9: Abrazadera
- 10: Grapa
- 11: Guarda cabo + anclaje
- 12: Doble armado circuito simple

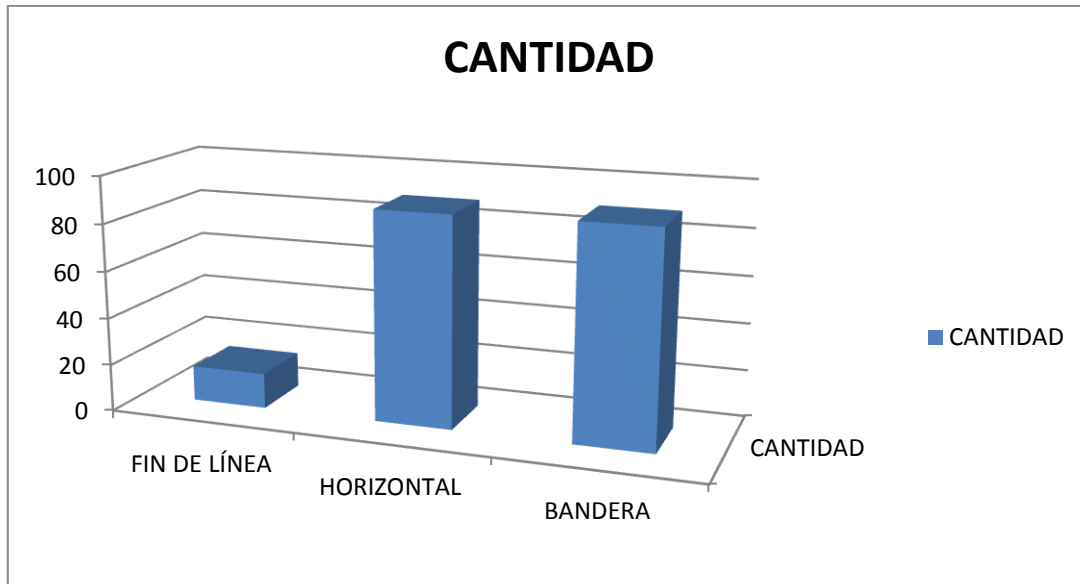


Imagen 29. Número crucetas.





DESCRIPCION	CANTIDAD TOTAL
POSTE CONCRETO 9M 1030daN	1
POSTE CONCRETO 12M 500daN	3
POSTE CONCRETO 12M 1324daN	4
POSTE CONCRETO 14M 1324daN	8
POSTE CONCRETO 12M 735daN	19
POSTE CONCRETO 14M 1030daN	10
POSTE CONCRETO 14M 735daN	5
POSTE HPV 1030 daN. 12M	14
M3 HORMIGON CUADRILLA TIPO C	37
ARM SIMP CTO TRIF ALIN DISP HOR 13,2 kV CRUC MET 2,4M	24
ARM SIMP CTO TRIF ANG 5 A 20-30 DISP HOR 13,2 kV CRUC MET 2,4M	1
ARM SIMP CTO TRIF ANG 20-30 A 60 DISP HOR 13,2kV CRUC MET. 2,4M	28
ARM SIMP CTO TRIF ANG 60 A 90 DISP HOR 13,2 kV CRUC MET. 2,4M	18
ARMADO SIMP CTO TRIF FIN DE LINEA DISP HOR. 13,2 kV CRUC MET. 2,4M	15
ARM SIMP CTO TRIF ALIN DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	29
ARM SIMP CTO TRIF ANG 5 A 20-30 DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	30
ARM SIMP CTO TRIF ANG 20-30 a 60 DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	30
ARM SIMP CTO TRIF FIN DE LINEA DISP BANDERA 13,2 kV CRUC MET 2,4 M	1
ARMADO SIMP CTO BIF FIN DE LINEA DISP HOR 13,2kV CRUC MET. 1,4M	3
ARM SIMP CTO BIF ANG 60 A 90° DISP HORIZONTAL 13,2 kV. CRUC MET. 1,4 M	1
RETENCISN PREFOR "Z" ACSR(AL)336,4 (394.8) MCM	7
RETENCION PREFOR "Z" ACSR 266 (AAAC 312.8) MCM AISL. HIB	150
RETENCION PREFOR "Z" ACSR 4/0 AWG (AAAC 246.9 MCM) AISL. HIB	71
RETENCION PREFOR "Z" ACSR 1/0 AWG (AAAC 123.3 MCM) AISL. HIB	1
RETENCION PREFOR "OMEGA" ACSR 266 (AAAC 312.8)MCM AISL. HIB	6
RETENCION PREFOR "OMEGA" ACSR 4/0 AWG (AAAC 246.9 MCM) AISL. HIB	3
RETENCION PREFOR "OMEGA DOBLE" ACSR 266 (AAAC 312.8)MCM AISL. HIB	69
RETENCION PREFOR "OMEGA DOBLE" ACSR 4/0 AWG (AAAC 246.9 MCM) AISL. HIB	18
DERIVACION TRIF RMGIDA MEDIO DE VANO ACSR(AL)266(312.8)-ACSR(AL)266(312.8)	1
ML TENDIDO LINEA TRIF SIMP CTO AAAC 312.8 MCM S/N	3.062
CONEXISN COND ACSR(AL)266(312.8)-ACSR(AL)266(312.8)	129
CONEXISN COND ACSR(AL)4/0(246.9)-ACSR(AL)4/0(246.9)	90
CONEXISN COND ACSR(AL)1/0 (123)-ACSR 1/0	2
CONEXISN CONDUCTOR ACSR(AL)336,4(394.8)-ACSR 336,4(394.8)	15
AISLADOR HIBRIDO TIPO POSTE 13.2 KV	415
CADENA AMARRE COMP 13,2 KV ACSR 336,4 (312.8) MCM	135
CADENA DE AMARRE COMP 13,2 KV. 4/0-266,8 MCM ALTA CONTAMIN	177
CADENA DE AMARRE COMP 13,2 KV. 1/0 AWG ALTA CONTAMIN	13
TRANSP POSTES 6 A 10.5 M REUT	13
TRANSP POSTES 12m (600-1600 daN), 12m(500 a 1324daN) SEDE/CONTR A OBRA	66

Tabla 19. Materiales a utilizar por unidad constructiva



DESCRIPCION	CANTIDAD TOTAL
TRANSP POSTES 11-12m 2500 daN, 14m ( 1000 y 1600 daN), 14m(1030 a 1324daN) S/C-OBRA	30
TRANSP POSTES 9 -10 M EN TRACTOMULA	1
TRANSP POSTES 11-12m (600-1600 daN), 12m(500 a 1324 DAN) EN TRACTOMULA	37
TRANSP POSTE 11-12m 2500 daN, 14m(1000y1600 daN), 14m(1030 a 1324 DAN) EN TRACTOMULA	24
ML. TRANSPORTE COND DESNUDO AIREO Y DE RETENIDA	11.136
DESM. POSTE DE MADERA 9 m(1)	13
DESM. POSTE DE HORMIGSN 750 k.o. 12 m	28
DESM. POSTE DE HORMIGSN 750 k.o. 14 m	2
DESM. POSTE DE HORMIGSN 1050 k.o. 14 m	1
DESM. CRUC (1) MAD SENCILLA(1)	55
DESM. CRUC (1) MAD DOBLE(1)	57
ML DESM. LMNEA AIREA MT (1F) ACSR 4/0 AAAC 246.9	128
ML DESM. LINEA AEREA MT (1F) Cu 4/0(1)	330
ML DESM. LMNEA AIREA MT (1F) Cu 2/0	1.005
DESM. SECCIONADOR FUSIBLE 13.2 KV(1)	1
RETIRO PUENTE DE LMNEA (1) EN POSTE CTO MT	3
DESM. AISL PORC TIPO POSTE 13,2 KV(1)	165
DESM. CADENA DE AMARRE PORC DOS DISCOS 13,2 KV(1)	342
POSTE HPC 2500 daN 12 M(1)	1
POSTE HPC 2500 daN 14 M(1)	1
MONTAJE SECC. FUSIBLE FUJAC. EN CRUC MET 24,9KV/ 200A (MEDIA CONTAMIN).	3
FUSIBLE DE EXPULSION 40 A TIPO K	9
PUENTE DE LINEA AAAC 394.5 MCM EN POSTE NN	9
PUENTE DE LINEA AAAC 312.8 MCM EN POSTE NN	45
PUENTE DE LINEA 246.9 EN POSTE NN	21
PUENTE DE LINEA AAAC 123.3 MCM EN POSTE NN	2
MONTAJE RETENIDA DIRECTA A TIERRA EN POSTE MT (3/8")	41
MONTAJE RETENIDA DIRECTA A TIERRA EN POSTE BT (3/8")	2
MONTAJE RETENIDA MT 3/8" EN POSTE NN C/ POSTE AUX(1)	4
CADENA DE AMARRE COMPOSITE 13,2 KV ACSR(AL)336,4(394.8) MCM	21
TRANSP POSTE 12 y 14 m(4000 y 6000 daN), 14m(2500 daN) S/C A OBRA	1
TRANSP POSTE 12 y 14 m ( 4000 y 6000 daN), 14m(1250 daN) EN TRACTOMULA	1
NUMERACION DE APOYO DE MT	62
REUB. INTERRUPTOR/RECONECTADOR/AUTOSECCIONADOR TRIF 13,2 KV(1)	1
REUB PERCHA TRES PUESTOS EN RA(1)	-
REUB PERCHA CUATRO PUESTOS EN RA(1)	34
REUB CAJA DE DERIVACION MONOFASICA/TRIFASICA	8
MOVIMIENTO TRAFO MONOFASICO (INCLUYE CONEXION Y DESCONEXION)	9
ML. HORIZONTAL COND CU DESNUDO #2 P/ TOMA DE TIERRA(1)	252
CONECTOR COMPRESION #2 / #2 - #4 CU	28
ML DE ZANJA P/ TOMA DE TIERRA EN TERRENO NORMAL(1)	83
APLOMADO POSTE DE 11 - 12 Y 14 M(1)	1

Materiales a utilizar por unidad constructiva

DESCRIPCION	CANTIDAD TOTAL
DESM. POSTE DE MADERA 9 m(1)	13
DESM. POSTE DE HORMIGSN 750 k.o. 12 m	28
DESM. POSTE DE HORMIGSN 750 k.o. 14 m	2
DESM. POSTE DE HORMIGSN 1050 k.o. 14 m	1
DESM. CRUC (1) MAD SENCILLA(1)	55
DESM. CRUC (1) MAD DOBLE(1)	57
ML DESM. LMNEA AIREA MT (1F) ACSR 4/0 AAAC 246.9	128
ML DESM. LINEA AEREA MT (1F) Cu 4/0(1)	330
ML DESM. LMNEA AIREA MT (1F) Cu 2/0	1.005
DESM. SECCIONADOR FUSIBLE 13.2 KV(1)	1
RETIRO PUENTE DE LMNEA (1) EN POSTE CTO MT	3
DESM. AISL PORC TIPO POSTE 13,2 KV(1)	165
DESM. CADENA DE AMARRE PORC DOS DISCOS 13,2 KV(1)	342

### Materiales a utilizar por unidad constructiva

DESCRIPCION MAT	APORTACION	TOTAL CANTIDAD	PRECIO	TOTAL CONTRAT.	TOTAL EMPRESA
CONDUCTOR COBRE DESNUDO 7 HILOS NO 2 AWG	E	3	2.354.946	-	7.535.827
TORNILLO A.C.GALVANIZ.C/T 5/8"X12"	C	4	237.254	949.016	-
TUERCA EXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8"	C	2	82.682	165.364	-
GRAPA CONEXION CABLE TIERRA SIN TORNILLO 5/8"	C	2	180.206	360.412	-
ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	C	6	221.953	1.331.718	-
ARANDELA DE PRESION 5/8"	C	2	117.440	234.879	-
ARANDELA CURVA CUADRADA 2-1/4X2-1/4X3/16"	C	12	116.388	1.396.654	-
TERMINAL COMPRESION PLETINA COND. CU #2	E	8	121.366	-	970.925
FLEJE DE SUJECCION 20X0,7 MM	C	38	178.638	6.788.241	-
CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	E	2	517.476	-	1.034.952
HEBILLA FLEJE DE SUJECCION	C	24	178.638	4.287.310	-
ARANDELA PLANA REDONDA A.C.INOX. 1/2"	C	12	139.348	1.672.173	-
ARANDELA DE PRESION A.C.INOX. 1/2"	C	12	121.366	1.456.388	-
TORNILLO A.C.INOXIDABLE/EXAG.C.T.1/2"X2"	C	12	121.366	1.456.388	-
PARARRAYOS AUTOVALVULA 13,2 KV-10 KA-SN	E	6	81.118	-	486.711
BRIDA DE SUJECCION HASTA 100 MM	E	14	291.721	-	4.084.092
M3 DE HORMIGON	C	10	93.786	937.857	-
M3 CONCRETO PAVIMENTO MR 600 PSI	C	5	94.075	470.377	-
CINTA SE?ALIZACION SUBTERRANEA DE CABLES	E	25	7.700	-	192.492
GANCHO ABIERTO 5/8" X 14"	C	4	24.167	96.667	-
CRUCETA ANGULAR METALICA 1800 MM	E	2	517.476	-	1.034.952
TERMINACION EXT.CONTR.FRIO 15 KV 750 MCM	E	6	1.618.065	-	9.708.391
VARILLA DE HIERRO DE 1/2" X 6 M	C	4	1.282.780	5.131.122	-
HORMIGON EN MASA R.C. 200 KG/CM2	C	0	55.794	13.391	-
CODO PROTECCION PASO AEREO SUBT. 120 MM	E	2	1.618.065	-	3.236.130
PROTECCION ABIERTA PASO AEREO SUBT. 120 MM	E	2	1.618.065	-	3.236.130
TUBO DE PLASTICO CORRUGADO 160 X 6	E	25	15.081	-	377.022
CONDUCTOR AISLADO 15 KV 750 MCM NEUTRO 1/3	E	170	136.733	-	23.200.803
SOPORTE PARA FIJACION DE BRIDA EN FLEJE	E	14	72.416	-	1.013.828
TORNILLO A.C.GALVANIZ.C/T.5/8"X1-3/4"	C	6	82.682	496.093	-
ABRAZADERA PARA BOTELLA TERMINAL	E	6	1.618.065	-	9.708.391
SOPORT. AUTOVAL. Y BOTELLA TERM. EN ANGULAR	E	6	227.234	-	1.363.401
				<b>27.244.050</b>	<b>67.184.049</b>

Tabla 20. Descripción material a utilizar

DESCRIPCION MAT	APORTACIÓN	TOTAL CANTIDAD	PRECIO	TOTAL CONTRATA	TOTAL EMPRESA
TORNILLO AC.GALVANIZ.C/T.5/8"X2"	C	151	1.529	230.894	-
GRAVA	C	9	62.082	587.919	-
CABLE ACERO GALVANIZADO P/RETENIDA 3/8"	E	608	2.554	-	1.553.027
CONDUCTOR COBRE DESNUDO 7 HILOS NO 2 AWG	E	240	7.198	-	1.723.856
CONECTOR CUqA A PRESISN AGW 1/0-AGW 1/0	E	2	8.618	-	17.237
TORNILLO AC.GALVANIZ.C/T 5/8"X12"	C	393	3.765	1.479.533	-
TORNILLO AC.GALVANIZ.CON OJO.C.T.5/8"X12"	C	1	6.968	6.968	-
ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	C	2.548	264	671.775	-
AISLADOR COMPOSITE TIPO SUSPENSION 13,2 KV_70KN	E	156	20.490	-	3.196.373
ARANDELA CURVA CUADRA DA 2-1/4X2-1/4X3/16"	C	171	938	160.435	-
GRAPA AMARRE ALUMINIO PARA COND. AWG 1/0(RAVEN	E	13	10.813	-	140.566
RETENCION PREF."TERMINAL"CABLE AC-3/8"	E	172	5.237	-	900.833
GUARDA CABOS PARA RETENCION CABLE ACERO 3/8"	C	102	1.369	139.671	-
VARILLA ANCLAJE DE OJO C.T. 3/4"X8	E	47	23.319	-	1.095.975
PLETINA SUJECION PARA RETENIDAS	E	43	32.856	-	1.412.814
BRAZO ANGULAR DE 7 PIES X 2 X 3/16"	E	151	35.564	-	5.370.155
ARANDELA DE FE GALV. DE 4" X 4" X 3/4"	C	47	2.722	127.934	-
POSTE DE CONCRETO DE 12m x 1050 kg	E	14	764.960	-	10.709.440
POSTE DE CONCRETO DE 14m x 1050 kg	E	10	950.000	-	9.500.000
POSTE DE CONCRETO DE 12m x 750 kg	E	19	559.063	-	10.622.196
BASE CORTA CIRCUIOS FUSIBLE 27 KV 200 A	E	3	51.122	-	153.366
TUBO PORTA FUSIBLE EXPULSION 27 KV_100A	E	3	40.021	-	120.064
TERMINAL COMPRESISN PLETINA COND. CU #2	E	1	4.992	-	4.992
GRILLETE NORMAL RECTO 7/8"	E	43	15.599	-	670.750
CRUCETA ANGULAR METALICA 1400 MM	E	10	73.920	-	739.205
CRUCETA ANGULAR METALICA 2400 MM	E	184	101.747	-	18.721.369
PERNO ROSCA CORRIDA AC.GALVANIZADO 5/8"X12"	C	353	4.521	1.595.992	-
GRILLETE LARGO RECTO 5/8" 11 300 KG	E	535	6.361	-	3.403.199
SOPORTE P/SECC. FUSIBLE EN CRUCETA ANGULAR	E	3	4.822	-	14.466
FLEJE DE SUJECION 20X0,7 MM	C	118	2.584	304.940	-
CONECTOR COMPRESION #2-#2 CU	E	27	4.070	-	109.888
HEBILLA FLEJE DE SUJECION	C	110	802	88.180	-
AISLADOR PORCEL. TIPO TENSOR 3/8" ANSI 54-2	E	47	5.088	-	239.143
POSTE CONCRETO 12M 510KG	E	3	460.000	-	1.380.000
RETENCION "Z" 1/0 (AAAC123.3) P/AIS HIBR	E	1	10.000	-	10.000
AISLADOR HIBRIDO TIPO POSTE 15 KV	E	415	119.927	-	49.769.730
CRUCETA METALICA 2400 MM BANDERA	E	151	55.109	-	8.321.397
ANCLA DE HORMIGON	E	6	34.800	-	208.800
GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. AWG 4/0-MCM 266	E	177	19.887	-	3.519.981
FUSIBLE DE EXPULSION 40 A TIPO K	E	9	2.204	-	19.836
RETENCION "Z" 4/0 (AAAC246.9) P/AIS HIBR	E	71	11.197	-	795.020
RETENCION OMEGA 4/0 (AAAC246.9) AIS HIBR	E	3	7.564	-	22.692
RETENCION OME DOB 4/0 (AAAC246.9) AIS HIB	E	18	15.681	-	282.258
GRAPA PRENSORA 3 TORNILLOS 5/8" ACER GAL	E	24	7.449	-	178.785
CONECTOR CUqA A PRESISN AGW 4/0-AGW 4/0	E	90	8.778	-	789.995
M3 DE HORMIGON	C	4	390.774	1.439.497	-
CINTA SE?ALIZACION SUBTERRANEA DE CABLES	E	37	334	-	12.304
TUBO PLASTICO CORRUGADO 110 X 6	E	12	31.172	-	378.934
CONDUCTOR AL-ACERO ACSR 266 MCM(PARTRIDGE)	E	12	3.769	-	45.230
RETENCION "Z" 266 (AAAC312.8) P/AIS HIBR	E	150	10.000	-	1.500.000
RETENCION OMEGA 266 (AAAC312.8) AIS HIBR	E	6	21.249	-	127.497
RETENCION OME DOB 266 (AAAC312.8) AIS HIB	E	69	10.000	-	690.000
POSTE HORMI.PRET.CEN.VIB 1250 DAN 12 M	E	1	1.937.151	-	1.937.151
POSTE CONCRETO 12M 1350KG	E	4	838.000	-	3.352.000
POSTE CONCRETO 14M 1350KG	E	8	989.000	-	7.912.000
POSTE CONCRETO 14 M X 750 KG	E	5	895.388	-	4.476.940
CONECTOR CU?A A PRESI?N MCM266/MCM266	E	135	11.567	-	1.561.580
POSTE HORMI.PRET.CENT.VIB 1250 DAN 14M	E	1	2.246.920	-	2.246.920
POSTE HFC/HPV 9M 1050KG	E	1	471.000	-	471.000
CONECTOR CU?A A PRESI?N 336,4-336,4 MCM	E	15	13.117	-	196.749
RETENCISN PREF."Z" AIS.57/1-3 ACSR.336,4 MCM	E	7	14.436	-	101.053
AISLADOR COMPUESTO TIPO SUSPENSION ANSI DS 28 70 kN	E	190	28.000	-	5.320.000
GRAPA AMARRE ALUMINIO COND. MCM 336,4	E	156	40.709	-	6.350.601
CABLE AAAC 312.8 MCM	E	9.551	4.187	-	39.989.866
CABLE AAAC 394,5 MCM	E	18	3.762	-	67.716
CABLE AAAC 246.9 MCM	E	42	2.971	-	124.801
CABLE AAAC 123.3 MCM	E	4	1.355	-	5.420
<b>TOTAL</b>				<b>3.428.609</b>	<b>164.654.321</b>

Tabla 21. Presupuesto subtotal



## CONCLUSIONES

- El diseño realizado para el circuito zaragocilla 4, se hizo con el fin de brindar la mejor calidad de servicio a la comunidad que lo utiliza, sin interrupciones inesperadas por ruptura de conductor o por salidas de protecciones por sobrecargas.
- Se instalarán luminarias en cada apoyo, el diseño de la disposición de dichas luminarias garantizará que a lo largo del circuito exista la mayor luminosidad posible, con el fin de maximizar la seguridad del sector.
- La simulación del alumbrado público se hizo con base a las vías generales que poseen los barrios por los que atraviesa el circuito.
- Todos los apoyos desde la salida de la subestación hasta el último tramo, tendrán sistema de puesta a tierra, tanto para las estructuras como para la instalación de luminarias, con el fin de brindar el menor riesgo posible a personas y medio ambiente que estén en contacto con los apoyos o estructuras al momento de ocurrir una falla.
- El sistema de puesta a tierra se diseñó para un electrodo de disipación vertical debido a que la resistividad del terreno lo permite, hacer una pequeña malla de puesta a tierra estaría sobredimensionado y además sería más costoso.
- Todas las derivaciones del circuito zaragocilla 4 cuentan con protecciones para evitar que salga todo el circuito, en el caso de que la falla sea en alguno de los tramos.
- A la salida de la subestación, el circuito zaragocilla 4 cuenta con protección para todo el circuito en caso de que exista un corto circuito trifásico al inicio del circuito, ese es el peor caso debido a que es el tramo más cercano al transformador de potencia.
- Los planos eléctricos completos serán adjuntados en un archivo independiente encontrado en la carpeta donde está el circuito zaragocilla 4.

## RECOMENDACIONES

- Es urgente el cambio del circuito zaragocilla 4, para minimizar perdidas por salidas inesperadas del circuito y por sanciones de los entes reguladores.
- La seguridad de las personas que viven cerca de las redes del circuito Zaragocilla 4 no está granizada.



## **ANEXOS:**

### **ANEXO 1**

Plano existente del circuito zaragocilla 4 (Anexo 1 en CD)



## ANEXO 2

Plano actuaciones del circuito zaragocilla 4 (Anexo 2 en CD)



## **ANEXO 3**

Plano proyectado del circuito zaragocilla 4 (Anexo 3 en CD)





GPS	LONGITUD	LATITUD
1	-75.5016249	10.391473
2	-75.5026229	10.3913567
3	-75.5026747	10.3917927
4	-75.5026243	10.3919851
5	-75.5020903	10.3907856
6	-75.502627	10.3905081
7	-75.5026013	10.3902868
8	-75.5033499	10.3901115
9	-75.5047005	10.3901678
10	-75.5046478	10.3907049
11	-75.5044683	10.3916792
12	-75.503849	10.3919003
13	-75.503829	10.3919003
14	-75.5040182	10.3941582
15	-75.5042471	10.3949232
16	-75.5063112	10.3979851
17	-75.5078208	10.3988391
18	-75.5085203	10.3996168
19	-75.5078636	10.4007919
20	-75.5068786	10.4033883
21	-75.5081557	10.4030677
22	-75.5094004	10.4038523
23	-75.5103264	10.4044114



# UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

Una Universidad incluyente y comprometida con el desarrollo integral



apoyo	armado	TIPO ARMADO	DIS MIN	DIS REAL	VALIDACION
EP001	FL	HORIZONTAL	0,5	1,07	CUMPLE
EP002	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP004	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP005	AR	HORIZONTAL	0,5	1,35	CUMPLE
EP005(1)	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP005(2)	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP035	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP035(1)	AR	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP044	AR	BANDERA	0,509938	0,61	CUMPLE
EP045	AG	BANDERA	0,53639295	0,79	CUMPLE
EP046	AR	BANDERA	0,53639295	0,8	CUMPLE
EP047	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP049	DF	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP050	AR	HORIZONTAL	0,5	1,36	CUMPLE
EP051	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP052	AL	BANDERA	0,5838528	0,8	CUMPLE
EP053	AR	HORIZONTAL	0,5838528	1,26	CUMPLE
EP054	AR	HORIZONTAL	0,5	1,23	CUMPLE
EP057	DF	BANDERA	0,5	1,23	CUMPLE
EP058	AR	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP060	AL	BANDERA	0,50056914	0,8	CUMPLE
EP062	AL	BANDERA	0,5359681	0,8	CUMPLE
EP064	AL	BANDERA	0,5359681	0,8	CUMPLE
EP066	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP067	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP072	DF	HORIZONTAL	0,5	0,56	CUMPLE
EP074	DF	HORIZONTAL	0,63626702	0,69	CUMPLE
EP075	AL	BANDERA	0,63626702	0,8	CUMPLE
EP076	DF	BANDERA	0,5	0,7	CUMPLE
EP076(2)	AR	BANDERA	0,5	0,71	CUMPLE
EP080	AG	BANDERA	0,64009269	0,8	CUMPLE
EP082	DF	HORIZONTAL	0,7038453	1,21	CUMPLE
EP084	AL	HORIZONTAL	0,7038453	0,94	CUMPLE
EP085	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP096	AL	HORIZONTAL	0,62471348	0,94	CUMPLE
EP098	AL	HORIZONTAL	0,62471348	0,94	CUMPLE
EP100	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP102	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP103	AL	BANDERA	0,62772079	0,8	CUMPLE
EP106	AL	BANDERA	0,62772079	0,8	CUMPLE
EP107	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP109	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP112	AL	HORIZONTAL	0,61557049	0,94	CUMPLE
EP113	AR	BANDERA	0,61557049	0,8	CUMPLE
EP114	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP099	FL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP006	AG	BANDERA	0,5	0,78	CUMPLE
EP007(1)	AG	BANDERA	0,5	0,79	CUMPLE
EP008(1)	FL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP010(1)	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP011(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP012(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE

## ANEXO 3



## ANEXO 4

EP013(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP013(2)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP014(1)	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP016(1)	AR	HORIZONTAL	0,5	1,35	CUMPLE
EP023(1)	AL	HORIZONTAL	0,50257018	0,94	CUMPLE
EP025(1)	AL	BANDERA	0,50257018	0,8	CUMPLE
EP028(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP029(1)	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP032(1)	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP036(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP038(1)	AG	BANDERA	0,5	0,76	CUMPLE
EP039(1)	AG	BANDERA	0,5	0,77	CUMPLE
EP041(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP046(1)	AR	BANDERA	0,57579647	0,8	CUMPLE
EP048(1)	AL	BANDERA	0,57579647	0,8	CUMPLE
EP045(1)	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP043(1)	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP049(1)	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP050(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP051(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP052(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP053(1)	AL	BANDERA	0,53759735	0,8	CUMPLE
EP057(1)	AL	BANDERA	0,53759735	0,8	CUMPLE
EP059(1)	FL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP058(1)	FL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP057(2)	AG	BANDERA	0,53795065	0,8	CUMPLE
EP063(1)	AL	BANDERA	0,53795065	0,8	CUMPLE
EP064(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP076(1)	AG	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP077(2)	AG	BANDERA	0,5	0,77	CUMPLE
EP077(1)	AR	BANDERA	0,5	0,74	CUMPLE
EP077(3)	AL	BANDERA	0,5	0,79	CUMPLE
EP080(1)	DF	HORIZONTAL	0,5	0,96	CUMPLE
EP082(1)	AG	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP091(1)	AG	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP093(1)	AR	HORIZONTAL	0,5	1,22	CUMPLE
EP094(1)	AG	HORIZONTAL	0,5	0,89	CUMPLE
EP094(2)	AR	HORIZONTAL	0,5	1,34	CUMPLE
EP236	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP239	AG	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP240	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP240(1)	AL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP241	AL	BANDERA	0,5040989	0,78	CUMPLE
EP242	DF	HORIZONTAL	0,51099334	1,02	CUMPLE
EP248	AG	BANDERA	0,51099334	0,8	CUMPLE
EP249	AG	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP250	AG	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP251	AR	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP252	AR	HORIZONTAL	0,5	1,36	CUMPLE
EP131	FL	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP132	AL	HORIZONTAL	0,5	0,94	CUMPLE
EP135	AR	BANDERA	0,5	0,8	CUMPLE
EP136	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE
EP124	FL	HORIZONTAL	0,5	1,37	CUMPLE

Distancias de seguridad entre conductores



## ANEXO 5

APOYO	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES	ALTURA AMARRE SUPERIOR MINIMA	ALTURA LIBRE REAL	VALIDACION
EP001	0,5	6,4	10	CUMPLE
EP002	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP004	0,5	6,1	11,8	CUMPLE
EP005	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP005(1)	0,5	6,8	10	CUMPLE
EP005(2)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP035	0,5	7,1	11,8	CUMPLE
EP035(1)	0,5	6,9	11,8	CUMPLE
EP044	0,5	7,3	11,8	CUMPLE
EP045	0,5	7,5	11,8	CUMPLE
EP046	0,5	7,5	11,8	CUMPLE
EP047	0,5	6,1	11,8	CUMPLE
EP049	0,5	7,3	11,8	CUMPLE
EP050	0,5	6,9	11,8	CUMPLE
EP051	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP052	0,5	7,8	11,8	CUMPLE
EP053	0,5	7,8	11,8	CUMPLE
EP054	0,5	7,1	11,8	CUMPLE
EP057	0,5	7,1	11,8	CUMPLE
EP058	0,5	7,0	11,65	CUMPLE
EP060	0,5	7,3	11,8	CUMPLE
EP062	0,5	7,5	11,8	CUMPLE
EP064	0,5	7,5	11,8	CUMPLE
EP066	0,5	7,1	11,8	CUMPLE
EP067	0,5	7,1	11,8	CUMPLE
EP072	0,5	6,5	11,65	CUMPLE
EP074	0,5	8,2	11,8	CUMPLE
EP075	0,5	8,2	11,8	CUMPLE
EP076	0,5	6,9	11,8	CUMPLE
EP076(2)	0,5	6,8	11,8	CUMPLE
EP080	0,5	8,3	11,8	CUMPLE
EP082	0,53	8,8	11,65	CUMPLE
EP084	0,53	8,8	11,8	CUMPLE
EP085	0,5	6,2	11,8	CUMPLE
EP096	0,5	8,1	11,8	CUMPLE
EP098	0,5	8,1	11,8	CUMPLE
EP100	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP102	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP103	0,5	8,2	11,8	CUMPLE
EP106	0,5	8,2	11,8	CUMPLE
EP107	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP109	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP112	0,5	8,1	11,8	CUMPLE
EP113	0,5	8,1	11,8	CUMPLE
EP114	0,5	6,5	11,8	CUMPLE
EP099	0,5	6,1	11,8	CUMPLE
EP006	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP007(1)	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP008(1)	0,5	6,1	9,85	CUMPLE
EP010(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP011(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP012(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE

Distancia de seguridad desde el conductor al suelo



EP013(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP013(2)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP014(1)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP016(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP023(1)	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP025(1)	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP028(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP029(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP032(1)	0,5	7,2	10	CUMPLE
EP036(1)	0,5	7,2	10	CUMPLE
EP038(1)	0,5	7,0	10	CUMPLE
EP039(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP041(1)	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP046(1)	0,5	7,8	10	CUMPLE
EP048(1)	0,5	7,8	10	CUMPLE
EP045(1)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP043(1)	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP049(1)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP050(1)	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP051(1)	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP052(1)	0,5	6,9	10	CUMPLE
EP053(1)	0,5	7,5	10	CUMPLE
EP057(1)	0,5	7,5	10	CUMPLE
EP059(1)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP058(1)	0,5	6,1	10	CUMPLE
EP057(2)	0,5	7,5	10	CUMPLE
EP063(1)	0,5	7,5	10	CUMPLE
EP064(1)	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP076(1)	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP077(2)	0,5	6,8	10	CUMPLE
EP077(1)	0,5	6,7	10	CUMPLE
EP077(3)	0,5	6,7	10	CUMPLE
EP080(1)	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP082(1)	0,5	6,6	10	CUMPLE
EP091(1)	0,5	7,0	10	CUMPLE
EP093(1)	0,5	7,0	10	CUMPLE
EP094(1)	0,5	6,7	10	CUMPLE
EP094(2)	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP236	0,5	7,1	10	CUMPLE
EP239	0,5	7,2	10	CUMPLE
EP240	0,5	7,2	10	CUMPLE
EP240(1)	0,5	6,7	10	CUMPLE
EP241	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP242	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP248	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP249	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP250	0,5	7,3	10	CUMPLE
EP251	0,5	7,0	10	CUMPLE
EP252	0,5	6,8	10	CUMPLE
EP131	0,5	6,1	11,65	CUMPLE
EP132	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP135	0,5	7,0	11,8	CUMPLE
EP136	0,5	6,1	11,65	CUMPLE
EP124	0,5	6,1	10	CUMPLE

Distancias de seguridad entre conductores y el suelo

## ANEXO 6

### FICHA TÉCNICA ARQUITECTURA DE RED



#### ACTUACIONES

Salida de SSEE ZARAGOCILLA (ZARAGOCILLA 4):

Círculo principal								
Actuación	Ubicación	Observaciones	Número	Unidad	Prioridad	Coste unitario	Coste total	
1	Abrir tramos de línea	Abrir tramo 11322213 del tramo 11319268. Puente 84001558	Definir troncal	1	1	1	10.530	10.530
2	Abrir tramos de línea	Abrir tramo 11307316 del tramo 11319282	Definir troncal	1	1	1	10.530	10.530
3	Cambiar conductor a 312.8 AAAC	Cambiar desde Afloramiento al tramo 11322123	Definir troncal	0,115	km	1	62.286.040	7.162.895
4	Construir circuito sencillo 312.8 AAAC	Construir desde el tramo 11322213 al tramo 11307316	Nueva Salida CT-7560K	0,26	km	1	59.915.225	15.577.958
5	Retirar tramos red 2 A 4 ALUCU	Retirar tramo 11307326 del tramo 11307316	Estructura de retención CT 7560K	0,01	km	1	4.028.348	40.283
6	Cambiar conductor a 312.8 AAAC	Cambiar desde el tramo 11307326 al tramo 11307397	Definir troncal CT-31812	0,54	km	1	62.286.040	33.634.462
7	Construir circuito sencillo 312.8 AAAC	Construir desde 11307397 al tramo 11322296	Definir troncal CT-32626	0,15	km	1	59.915.225	8.987.284
8	Abrir tramos de línea	Abrir el tramo 11944624 del tramo 11313848	Actuaciones en ficha de Bosque 4	1	1	1	10.530	10.530
9	Cambiar conductor a 312.8 AAAC	Cambiar desde el tramo 11322296 al tramo 11096945	Definición de Troncal	0,73	km	1	62.286.040	45.468.809
10	Abrir tramos de línea	Abrir el tramo 11946069 de los tramos 11946074 y 11096980	Definir troncal	1	1	1	10.530	10.530
11	Cerrar tramos línea	Cerrar tramo 11096945 con tramo 11311497	Definir troncal CT-31856	1	1	1	100.719	100.719
12	Retirar tramos red 2 A 4 ALUCU	Retirar tramo 21546460 Puente 84002171	Definir troncal. Limitar circuito	0,01	km	1	4.028.348	40.283
13	Retirar XS	Retirar XS 76045111 del tramo 11096945	Quedaría en troncal	1	1	4	65.103	65.103
14	Cambiar conductor a 312.8 AAAC	Cambiar desde el tramo 11096945 al tramo 11151901	Definir troncal	1,3	km	1	62.286.040	80.971.852
15	Abrir tramos de línea	Abrir los tramos 11311240 del tramo 11163010	Abrir puente 84033409	1	1	1	10.530	10.530
16	Cerrar tramos línea	Unir los tramos 11151901 con 11311240	Definir troncal	1	1	4	100.719	100.719
17	Abrir tramos de línea	Abrir tramo 21543755 del tramo 11150807	Definir troncal	1	1	1	10.530	10.530
18	Construir circuito sencillo 123.3 AAAC	Construir desde el tramo 11818723 al tramo 11818561	Definir nueva derivada. CT 31887	0,1	km	1	49.301.743	4.930.174
19	Retirar XS	Retirar XS 76047250 del tramo 11118353	Quedaría en troncal	1	1	4	65.103	65.103
20	Instalar elemento de corte telecontrolado	Instalar Telecontrol en el tramo 11310769	SW Intermedio	1	1	4	30.634.817	30.634.817
21	Abrir tramos de línea	Retirar tramo 11102392	Limitar circuito	0,1	1	1	10.530	1.053
Coste Parcial							227.844.694	

Derivadas y Subderivadas								
Actuación	Ubicación	Observaciones	Número	Unidad	Prioridad	Coste unitario	Coste total	
22	Retirar XS	Retirar Seccionador SM-1190	No aplica	1	1	1	65.103	65.103
23	Retirar tramos red 1/0 A 4/0 ACSR/ALUCU	Retirar los tramos 11311648 al tramo 11311643	Organizar derivada	0,01	km	1	4.177.296	41.773
24	Cerrar tramos línea	Cerrar los tramos 11311632 con tramo 11816732	Organizar derivada	1	1	1	100.719	100.719
25	Abrir tramos de línea	Abrir los tramos 11818429 del tramo 11310817	Para dividir derivada. Puente 84002451	1	1	1	10.530	10.530
26	Construir circuito sencillo 123.3 AAAC 3 H	Construir desde el tramo 11311191 al tramo 21527028	Nueva derivada	0,07	km	1	55.056.743	3.853.972
27	Cambiar conductor a 123.3 AAAC 3 H	Cambiar conductor 21527028 (tender la tercera fase)	Costo de red se divide en 3	0,02	km	1	52.583.588	1.051.672
28	Instalar XS	Instalar XS en el tramo 21527028	Proteger derivada	1	1	4	1.077.942	1.077.942
29	Retirar tramos red 2 A 4 ALUCU	Retirar tramo 11311064 para limitar derivada	Abrir puentes aéreos	0,03	km	1	4.028.348	120.850
30	Instalar XS	Instalar XS en el tramo 11322293	Proteger derivada	1	1	4	1.077.942	1.077.942
31	Instalar XS	Instalar XS en el tramo 11310780	Proteger derivada	1	1	4	1.077.942	1.077.942
32	Instalar XS	Instalar XS en el tramo 11818561	Proteger derivada	1	1	4	1.077.942	1.077.942
33	Reubicar elemento de corte telecontrolado	Reubicar SW-1020 del tramo 11151901 al tramo 21543755	SW Frontera	1	1	4	3.971.238	3.971.238
Coste Parcial							13.527.624	
Coste Total							241.372.318	
Coste Total Adecuación							241.473.037	

### Descripción de las actuaciones a realizar en el futuro circuito



## ANEXO 7



Zaragocilla 4	
Demanda Máxima (MVA)	9,14
Potencia Instalada (MVA)	7,46
Clientes	9632
Cargabilidad	120%

Bosque 4	
Demanda Máxima (MVA)	7,89
Potencia Instalada (MVA)	17,59
Clientes	7707
Cargabilidad	76%

Bosque 7	
Demanda Máxima (MVA)	6,8
Potencia Instalada (MVA)	15,54
Clientes	5288
Cargabilidad	49%

**Diagrama unifilar actual del circuito zaragocilla 4**



## ANEXO 8



Zaragocilla 4	
Demanda Máxima (MVA)	5,28
Potencia Instalada (MVA)	9,14
Clientes	5915
Cargabilidad	51%

Bosque 4	
Demanda Máxima (MVA)	6,81
Potencia Instalada (MVA)	14,99
Clientes	7658
Cargabilidad	

Bosque 7	
Demanda Máxima (MVA)	4,51
Potencia Instalada (MVA)	10,775
Clientes	3351
Cargabilidad	33%

Para ver los planos detallados de las actuaciones a realizar para el nuevo circuito zaragocilla 4, favor remitirse al archivo adjunto plano actual plano y proyectado zaragocilla 4.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. 13, M. R. (2012). *MIE RAT articulo 13*.
2. ELECTRICARIBE S.A. E.S.P. GAS NATURAL FENOSA. (2014). *LÍNEAS AÉREAS DE MEDIA TENSIÓN SIN NEUTRO*. CARTAGENA DE INDIAS.
3. ENDESA, C. (2016). *Calculo de corrientes de corto circuito en baja tension*. santiago de Chile.
4. IEE 242-2001, I. s. (2014). *Protection and coordination of industrial and commercial power systems*.
5. MINISTERIO DE MINAS Y TRANSPORTE. (2015). RETILAP- REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES Y ALUMBRADO PÚBLICO. En M. D. TRANSPORTE, *RETAILAP- REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES Y ALUMBRADO PÚBLICO*.
6. NEC, N. e. (2011). *National Fire Protection Association (NFPA)*. Las Vegas, Nevada. USA.
7. S.A., C. E. (2007). *calculo de corrientes de corto circuito en baja tension*.
8. sanchez, W. (2016). *LINEAS AEREAS DE MEDIA TENSION SIN NEURO*.
9. transporte, m. d. (2009). *REGLAMENTO TECNICO DE ILUMINACION Y ALUMBRADO PUBLICO*.