



**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION,
CORRESPONDIENTE A LA UNIDAD FUNCIONAL 3 (tramo guayabales)**

FABIAN ANDRÉS PULIDO ANTELIZ

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

Formando líderes para la construcción
de un nuevo país en paz

**DISEÑO DE REDES DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DE MEDIA Y BAJA TENSION,
CORRESPONDIENTE A LA UNIDAD FUNCIONAL 3 (tramo guayabales)**

FABIAN ANDRÉS PULIDO ANTELIZ

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Director

MSc. LUIS DAVID PABON FERNANDEZ

Ingeniero Eléctrico

PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA

2021

Nota de aceptación

Director de proyecto

Director de programa

Jurado 1

Jurado 2

Pamplona, 2021

DEDICATORIA

Dedico este proyecto principalmente a Dios quien fue mi guía durante este proyecto de formación, a mis padres, hermanas y familiares, que fueron un pilar fundamental, a mis profesores, compañeros, al Concesionario Unión vial Rio Pamplonita y a cada una de las personas que me proporcionaron un aprendizaje en mi vida académica.

RESUMEN

Este proyecto, tiene como fin la realización de un diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión; para lograr esto se deberá desarrollar un esquema con los respectivos cálculos de las estructuras y de los conductores, como también la identificación del donde se va a elaborar este diseño, ubicado en la unidad funcional 3 que comprende el sector de guayabales, en el cual se realizara un traslado de redes que es necesario para el proyecto de doble calzada Cúcuta-Pamplona del concesionario unión vial rio Pamplonita, del Departamento de Norte de Santander (Colombia).

Por otra parte, se implementará este proyecto a lo largo de las prácticas empresariales, en el cual se realizarán acciones que ayudarán al aprendizaje y conocimiento de las diferentes actividades y funciones requeridas por parte de la empresa, que comprenden el Plan de traslado de redes (PTR).

Con este diseño se estudiará cada una de las áreas de distribución eléctrica y el traslado de red de este tramo el dónde encontraremos los materiales, estructuras de media y baja tensión, como también cada una de las configuraciones de las redes aéreas de distribución; en este diseño de redes aéreas de media y baja tensión se tendrá en cuenta las delimitaciones de zona, distancias de seguridad y cada uno de los criterios generales del diseño.

Palabras clave:

- P.T.R, Delimitación, traslado, redes de energía eléctrica, distribución, diseño mecánico, media tensión, baja tensión, estructuras.

ABSTRACT

The purpose of this project is to carry out a design of medium and low voltage electrical distribution networks; to achieve this, a scheme must be developed with the respective calculations of the structures and conductors, as well as the identification of where this design will be developed, located in the functional unit 3 that includes the guayabales sector, in which a network transfer will be carried out, which is necessary for the Cúcuta-Pamplona dual carriageway project of the concessionaire Unión Vial Río Pamplonita, in the Department of Norte de Santander (Colombia).

On the other hand, this project will be implemented throughout the business practices, in which actions will be carried out that will help the learning and knowledge of the different activities and functions required by the company, which comprise the Network Relocation Plan (PTR).

With this design will be studied each of the areas of electrical distribution and network transfer of this section where we will find the materials, structures of medium and low voltage, as well as each of the configurations of overhead distribution networks; in this design of overhead networks of medium and low voltage will take into account the area delimitations, safety distances and each of the general criteria of the design.

Key words:

- P.T.R, Delimitation, relocation, electrical power networks, distribution, mechanical design, medium voltage, low voltage, structures.

TABLA CONTENIDO

DEDICATORIA.....	4
RESUMEN.....	5
ABSTRACT	6
I. INTRODUCCIÓN.....	13
II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	15
III. JUSTIFICACIÓN.....	16
IV. OBJETIVOS	17
A. Objetivo general	17
B. Objetivos específicos.....	17
V. MARCO TEÓRICO.....	18
5.1. Historia de la distribución de energía eléctrica.	18
5.2. Redes de distribución.....	19
5.3. Redes en distribuciones de energía eléctrica según su voltaje nomina	20
5.3.1. Redes en distribuciones de MT o primarias.....	20
5.3.1.1. Redes en distribuciones urbanas de M.T.....	21
5.3.1.2. Redes de distribuciones rurales en M.T.	21
5.3.1.3. Redes de distribuciones subterráneas de M.T.	22
5.3.2. Redes de Distribuciones de BT.....	22
5.3.2.1. Redes de distribuciones urbanas en B.T. (Red trenzada).....	22
5.3.2.2. Conectores para conexión a red trenzada.....	23
5.3.2.3. Redes de distribuciones rurales en B.T.	23
5.3.2.4. Redes de distribuciones subterráneas en B.T.	24
5.3.3. Aislamiento en Redes.	24
5.3.4. Protección y Maniobras de Líneas y Redes.	25

5.3.5. Distribución urbana en M.T.	25
5.3.6. Distribución rural en M.T.	25
5.4. Diseño Mecánico.	26
5.4.1. Hipótesis de diseño para líneas.	26
5.4.2. Diseños topográficos.	26
5.4.3. Cálculo mecánico de conductores	27
5.4.4. Cálculo mecánico de postes	28
5.5. Los Parámetros de diseño	28
5.5.1. Clasificación de los niveles de tensión.	28
5.5.2. Suministro de Redes de Distribución Secundarias.	29
5.5.3. Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente. 29	
5.5.4. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.	30
5.5.5. Demanda máx. por niveles de Voltaje.	30
5.5.6. Puesta a tierra para protecciones contra rayos	31
5.5.6.1. Clases de apantallamiento	31
5.5.6.2. Factor de seguridad	32
5.5.6.3. Reglas de oro en cortocircuito y fallas a tierra.	33
VI. METODOLOGÍA	34
6.1. Localización del proyecto.	34
6.2. Objeto	34
6.3. Número de usuarios	35
6.4. Características de las cargas	35
6.5. Redes de media tensión	35
6.6. Subestaciones eléctricas	35

6.7.	Redes de baja tensión	36
6.8.	Medidores de energía.....	36
6.9.	Redes de alumbrado publico.....	36
6.10.	Instalaciones internas	36
VII. RESULTADOS		37
7.1.	Parámetros de diseño	37
7.2.	Diseño de redes de media tensión.....	37
7.3.	Diseño de redes de baja tensión.....	38
7.4.	Diseño de acometidas	40
7.5.	Diseño de subestaciones	40
7.6.	Diseño de redes de alumbrado publico.....	40
7.7.	Diseño de redes de distribución.....	41
7.7.1.	Análisis de coordinación de aislamientos eléctricos	41
7.7.2.	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos	41
7.7.3.	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	42
7.7.4.	Cálculo de transformadores.....	46
7.7.5.	Cálculo mecánico de estructuras de MT	46
7.7.5.1.	Cálculo de calibre de MT.....	46
7.7.5.2.	Cálculos de las distancias tramo a tramo MT	47
7.7.5.3.	Cálculos de acción del viento sobre el cable	49
7.7.5.4.	Resultante de carga unitaria total con viento	51
7.7.5.5.	Cálculos de curva de tendido	52
7.7.5.6.	Selección de postes.	53
7.7.6.	Cálculos mecánicos de estructura BT	54
7.7.6.1.	Cálculos de calibres de media tensión	54

7.7.6.2.	Cálculos de las distancias de los tramos los tramos de BT	54
7.7.6.3.	Cálculos de acción del viento sobre el cable BT	55
7.7.6.4.	Resultante de Carga unitaria total con viento	56
7.7.6.5.	Cálculos de curva de tendido	56
7.7.6.6.	Selección de postes	56
7.7.7.	Justificación técnica de desviación de la NTC 2050.....	56
7.7.8.	Demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación.....	57
VIII.	CONCLUSIONES.....	58
IIX.	REFERENCIAS	60

LISTA DE TABLAS

Tabla 1, Tipos de aislamiento[3].....	25
Tabla 2, Clasificación de los niveles de tensión[4].....	28
Tabla 3, Redes de distribución secundarias [4].....	29
Tabla 4, Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente[4]...29	
Tabla 5, Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión[4].	30
Tabla 6, Demanda máxima por niveles de tensión[4].....	30
Tabla 7, Número máximo de salidas de línea por descarga directa o flameo[4].	31
Tabla 8, Facto de seguridad[4].....	32
Tabla 9, Matriz de riesgo eléctrico [6].	43
Tabla 10, Descripción de los niveles de riesgos [6]. tomado de Retie capítulo 2 articulo 9.....	43
Tabla 11, Factores de riesgo eléctrico más comunes [6].....	45
Tabla 12,Cálculo de regulación de tensión MT	46
Tabla 13, Constante KG para distintos factores de potencia en aluminio ACSR para MT [4].....	47
Tabla 14, Cálculos tramo a tramo	48
Tabla 15, Alturas de los postes a nivel del mar [5]	50
Tabla 16, Cálculos y carga unitaria del viento	51
Tabla 17, Peso del conductor en daN/m.....	52
Tabla 18, Catenarias por tramo	53
Tabla 19, selección de postes de MT	54
Tabla 20, distancia de tramo a tramo de BT	55
Tabla 21, altura de postes nivel del mar BT.....	55
Tabla 22, calculo y carga unitaria del viento.	55
Tabla 23, peso del conductor en daN/m.....	56
Tabla 24, catenaria por tramo BT.....	56
Tabla 25, selección de postes de BT	56

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1, Localización del Proyecto [5]	34
Ilustración 2, Ordenamiento de las estructuras de MT.....	37
Ilustración 3, Poste existente inicio PE1. Fuente inédita.	38
Ilustración 4, Poste existente fin PE2. Fuente inédita.....	38
Ilustración 5, Ordenamiento de las estructuras del tramo 3 de BT	39
Ilustración 6, Poste existente de BT Fuente inédita.	39
Ilustración 7, Poste existente de BT Fuente inédita.	39
Ilustración 8, Alumbrado público existente fuente inédita.	40
Ilustración 9, Alumbrado público existente fuente inédita.	40
Ilustración 10, Elevaciones del terreno [5].....	46
Ilustración 11, Diagrama de tramo a tramo.....	47
Ilustración 12, Diagrama de hipotenusa.....	48
Ilustración 13, Diagrama de acción del viento [7]	49
Ilustración 14, Velocidades Promedios de los vientos [9].	50
Ilustración 15, Resultante de carga unitaria total con viento [7].....	51
Ilustración 16, Diagrama de curva del tendido	52
Ilustración 17, distancias tramo a tramo de baja tensión.....	54

I. INTRODUCCIÓN

A lo largo de los años todas las tecnologías vienen avanzando y las redes de distribución de electricidad, han cambiado en las características de fabricación, cada uno de los factores de pérdidas y técnicas de energía que se emplean con estudios y evitando que haya cualquier tipo de pérdidas.

En el departamento de Norte de Santander, los detalles de cada una de las redes de electrificación se encuentran a cargo de la empresa Centrales Eléctricas S.A. E.S.P. grupo epm, es la empresa operadora y propietaria de las redes de distribución del Departamento de Norte de Santander. De acuerdo con cada una de las descripciones tiene una normatividad y una pauta para cada uno de los procedimientos a realizar en cualquier diseño o acción que se realice con la red, para realizar cualquier procedimiento que se emplee y se tenga un contacto directo en los procedimientos, se debe regir por la normatividad eléctrica actual que tiene la empresa con el fin de tener un procedimiento legal que cumpla la ley.

Con el proyecto Doble calzada Pamplona – Cúcuta que comenzó en el año del 2017, elaborado por la agencia nacional de infraestructuras ANI y ejecutado por la empresa Española SACYR constructores, cuentan con un concesionario llamado Unión Vial Rio Pamplonita; con la elaboración de este proyecto y la ampliación de la vía se creó el plan de traslado de redes PTR, el cual consiste en trasladar todas las redes existentes en la zona (eléctricas, petróleo, acueductos, etc.), con el fin de que no se vean afectadas al realizar las construcciones como viaductos, túneles y reformaciones a la ampliación de la vía.

Este proyecto se encuentra dividido por 6 unidades funcionales, la unidad funciona 1 (UF1) variante de Pamplona, la unidad funcional 2 (UF2) Pamplona - Pamplonita, la unidad funcional 3 (UF3) Pamplonita - El Diamante, la unidad funcional 4 (UF4) El Diamante – La don Juana, la unidad funcional 5 (UF5) la don Juana – peaje los Acacios y la unidad funcional 6 (UF6) peaje los Acacios – los Patios, esta unidad funcional ya fue terminada y entregada, el cual cuenta con un mantenimiento previo de la vía.

Nos ubicaremos específicamente en un sector de la UF3 llamado Guayabales el cual se realizará el diseño de distribución de media y baja tensión, este proyecto se hace con el fin de este que este diseño sea elaborado en base al traslado de redes que se estipula por las reformas en el corredor vial Pamplona – Cúcuta.

II. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

“El Concesionario Unión Vial Río Pamplonita, está a cargo del proyecto doble calzada desde el municipio de Pamplona hasta la ciudad de Cúcuta, este es el proyecto de infraestructura en las vías más importante de Norte de Santander. Este proyecto es una solución a la movilidad de los países de Colombia y Venezuela, también conecta con el nororiente colombiano. Incrementa la capacidad del país y la conectividad en la región, esto con el fin de construir 50,2 km en vía nueva (de doble calzada y calzada sencilla) también la rehabilitación de 72,2 km de vía existente entre el municipio de Pamplona y el Barrio de Betania, del municipio los Patios, Norte de Santander. “[4]

En la realización de este proyecto, la problemática principal, es que al construir y ampliar el corredor vial por donde se transporta todo tipo de redes (eléctricas, petróleo, acueductos, etc....), se debe tener un plan de traslado de redes en este caso el traslado de las líneas de distribución de uno de los tramos específicos de la unidad funcional 3.

En este procedimiento tenemos en cuenta el problema de las redes eléctricas de distribución que se debe diseñar para normalizar el servicio de energía eléctrica en el sector Guayabales de la UF3, que logre dar confianza de inversión a la empresa de distribución y comercialización de este servicio público.

Otra problemática más de este diseño también son los cruces de línea de transmisión de MT que se tienen en el tramo ya que la media tensión se distribuye de lado a lado de la vía y las conexiones de los transformadores también tiene cruces en la vía que no son necesarios.

III. JUSTIFICACIÓN

Este diseño se hace con el fin de solventar la necesidad del traslado de redes de distribución eléctrica que necesita el proyecto de doble calzada Pamplona - Cúcuta, el cual tendrá un plan de traslado de redes a la totalidad del proyecto, en algunas de estas unidades funcionales ya se realizaron cada uno de los procedimientos del PTR, como es la unidad funcional 6 que comprende el peaje los Acacios – los Patios, esta unidad ya se entregó por completo y solo se están realizando labores de mantenimiento de la vía; con este diseño y teniendo en cuenta que la línea de distribución eléctrica de MT se tiene que trasladar completamente excepto el punto de inicio y punto de fin de esta red, ya que estas dos estructuras no afectan al construcción de doble calzada, teniendo la normalización de las redes de distribución eléctrica, y en la parte de BT se conectara por medio de trenzado desde los trasformadores hasta la línea de baja tensión ya existente, los cruces de líneas en la vía se hacen debido a que los transformadores en la parte de MT sería más complicado su mantenimiento; Se acordó con la empresa (C.E.N.S.) que se deben colocar en donde puedan tener mejor acceso a ellos por ende abran dos cruces de MT, uno para facilitar el acceso de mantenimiento de los transformadores, y el otro respetando la servidumbre que tiene un transformador dentro del parque recreacional Comfanorte, se aprovechara el plan de traslado de redes que se está realizando, para el diseño de estas redes de distribución.

IV. OBJETIVOS

A. Objetivo general

Diseñar las redes de distribución eléctrica de media y baja tensión con el fin de solventar las necesidades del tramo Guayabales que se encuentra en la unidad funcional 3 del proyecto doble calzada Pamplona – Cúcuta del Departamento de Norte de Santander (Colombia).

B. Objetivos específicos

- Realizar un trabajo de campo de la zona con el fin de tener un registro fotográfico del área que se va a trabajar.
- Investigar sobre el diseño que estaba anteriormente, y cada una de las modificaciones que se van a elaborar para así tener una mejor versión en la elaboración de este proyecto.
- Realizar los respectivos cálculos de las estructuras que se van a instalar y cada uno de los respectivos cálculos necesarios.
- Estudiar cada uno de los materiales que se ubicarán en las estructuras para posteriormente incluirlas en el diseño.
- Obtener un trazado del plano con cada una de las características y normatividades correspondientes.

V. MARCO TEÓRICO

5.1. Historia de la distribución de energía eléctrica.

En las nociones y disputas iniciales sobre el uso de corriente alterna o corriente directa, la distribución de la electricidad ha cambiado a lo largo de los años. La corriente continua se utiliza para el avance de la tecnología de motores y la generación de diversas energías eléctricas.

Cuando se originó los días de la distribución de energía, los generadores de corriente continua (CC) se conectaban a cargas en el mismo nivel de voltaje. La generación de energía, la transmisión y la carga del sistema deben usar el mismo voltaje, el voltaje de CC no se puede cambiar.

El voltaje de CC utilizado es de unos 100 voltios, porque es un voltaje práctico para lámparas incandescentes, que es el principal cargo.

En un artículo publicado en 2005 por Joan Ignasi Frau & Jordi Gutiérrez de Endesa Distribución, mencionaron la historia y desarrollo de los sistemas de distribución y transmisión de energía hasta que se lograron las mejoras técnicas en HVDC (High Voltage Direct Current - Corriente Continua de Alta Tensión).

Joan Ignasi Frau y Jordi Gutiérrez expusieron que: "Aunque el primer alternador fue construido por Hipólito Pixii en 1832, no fue hasta que Thomas inventó la bombilla de vidrio al vacío en 1879 que el uso de la energía eléctrica se hizo evidente Edison En ese momento. Los acumuladores y generadores de CC habían logrado importantes avances, por lo que se consideró esta tecnología para distribuir energía eléctrica en el año de 1882, en Miesbach y Múnich (Alemania) se tendió una línea de 50 km 2 kV CC entre ambos.

Al iniciar las redes de transmisión de energía manejaban cables de cobre, que poseían una agradable relación precio / calidad y eran ahorrativamente viables. Dado que usaban un cierto nivel de voltaje (110 V) para transmitir una cierta cantidad de energía, se requiere una gran cantidad de cobre. Si

desea reducir costos, es necesario reducir el tamaño de la corriente, lo que a su vez puede reducir las especificaciones del cable, y la única forma es aumentar el tamaño de la corriente sin cambiar la potencia de transmisión. Pero no existe una forma efectiva de modificar el nivel de voltaje de CC. Con esto mantener las pérdidas a un nivel económicamente viable, en el sistema de Edison DC requiere el uso de cables de calibre grueso y generadores locales.

“Gracias al transformador, desde entonces, se ha podido cambiar el nivel de tensión a través del aislamiento galvánico de forma sencilla y eficaz, lo que permite que la energía eléctrica se transmita a largas distancias con menor pérdida. Además, la transmisión trifásica fue introducido en 1893 a principios del siglo XX, se avanzó en la construcción de motores de inducción, que se encontraban en un estado incipiente de campo, lo que llevó al uso de la corriente alterna como único medio de transmisión de potencia ”.

La "Guerra de la Electricidad" y la corriente alterna se convirtieron en el principal método de distribución de energía del mundo, después de la victoria, la distribución de energía eléctrica en paralelo con la corriente continua se desarrolló gradualmente hasta que se logró la tecnología HVDC VSC de corriente continua de alto voltaje a través del convertidor de fuente de voltaje. [1]

5.2. Redes de distribución.

En el sistema de suministro de energía, se divide principalmente en tres actividades: producción de energía para atender el consumo; transporte, transmisión de energía a subestaciones; y distribución, que permite que la energía llegue a los clientes finales. La red de distribución consta de un conjunto de cables subterráneos y un centro de conversión que permite que la energía llegue al cliente final. Es la parte responsable del sistema de suministro de energía desde la empresa distribuidora hasta el consumidor final. [2]

5.3. Redes en distribuciones de energía eléctrica según su voltaje nomina

5.3.1. Redes en distribuciones de MT o primarias.

Con los diseños de los circuitos de media tensión, se tienen que consideradas en los siguientes criterios operativos:

- Se deja dolo un calibre de conductor en el circuito principal. Divida el circuito principal en 3 partes tanto como sea posible, intente distribuir la carga proporcionalmente (reconectores, seleccionador, cuchilla), intente reemplazar cada parte con otro circuito S/E de fuente de alimentación para mejorar la operabilidad para que el sistema sea confiable. Al instalar dispositivos en serie (reconectores, reguladores, seccionadores, etc.), los cables que los conectan deben ser los mismos que los cables del circuito.
- Preferible no situar circuitos dobles de MT en un mismo poste.
- Volver a Distribuir las cargas de los circuitos existentes, luego de montar otros.
- Manejo de infraestructura vial para instalación de los circuitos.
- El circuito debe alimente un solo sitio de influencia.
- Si es posible, no colocar doble circuito en salida del interruptor y las subestaciones de potencia.

Con estos pasos anteriores se consiguen los siguientes beneficios:

- Niveles bajos en interrupciones y evento de accidentes.
- Niveles bajos de costos de inversión.
- Niveles bajos en los tiempos de localización de fallas.
- Descongestión de redes. [3]

5.3.1.1. Redes en distribuciones urbanas de M.T.

La distribución eléctrica urbana de MT será trifásica. En la periferia de la ciudad, mientras no exista red de baja tensión, la distancia máxima entre polos de media tensión es de 70 m. El pilar debe entrar en los límites del edificio y debe mantener una distancia de seguridad predeterminada.

Cuando las intersecciones de líneas no se pueden construir debido al terreno o condiciones técnicas, se permiten pasos sueltos (aprobados por nuestra empresa con anticipación); la distancia máxima de holgura es de 10 m, y cada soporte tiene aisladores de doble clavija. En el circuito urbano industrial, la carga máxima de diseño es: el nivel de voltaje de 34,5 kV es de 12 MVA, el nivel de voltaje de 13,2 kV es de 4 MVA.

Para un solo atenuador de circuito de alto voltaje por polo para evitar peligros eléctricos simultáneos de uno o más circuitos de bajo o medio voltaje en diferentes fuentes de alimentación y para eliminar la retroalimentación o la energía debido a las instalaciones de emergencia en las fábricas y la energía que no se puede compartir. Dos o más circuitos diferentes de voltaje extremadamente bajo. Los postes y esquinas (BT y MT) de la estructura de la terminal deben diseñarse para ser independientes e integrados para evitar el uso de santuarios o elementos de puesta a tierra en áreas urbanas. [3]

5.3.1.2. Redes de distribuciones rurales en M.T.

En las redes de distribuciones rural de MT ya sean trifásica o bifásica dependiendo el tipo de carga, con una previa aprobación de CENS S.A. E.S.P.

Para electrificaciones rurales en trayectos entre apoyos dependerán de las topografías de la zona y en el diseño adecuado, aprobado por CENS S.A. E.S.P., esto debe aguantar los respectivos cálculos mecánicos, contornos tipográficos y curvas de tendido en las líneas. [3]

5.3.1.3. Redes de distribuciones subterráneas de M.T.

- El ductos deben tener un diámetro mínimos establecidos: en 34,5 k V de 6'', en 13,2 k V de 4'', en BT calibres 4 o superiores ductos de 3'', alumbrado ducto de 3''. Se utilizan ductos de reserva de 4'' para media MT y uno de 3'' para BT.
- Los ductos son de material sintético, metal u otros, que reúnan las siguientes condiciones:
 - No son higroscópicos.
 - Tener un nivel de protección conveniente al piso.

Esto debe hacerse de acuerdo con los estándares especificados en el Capítulo 3 de la Sección 341-352 de la Edición Revisada de NTC 2050 en noviembre de 1998:

- Las instalaciones subterráneas deben estar conectadas a tierra y pueden conectarse equipotencialmente.
- La red principal o línea troncal que cae en la ruta de la distancia máxima de momentos de potencia almacenada parte de la subestación y llega a la última caja de inspección. Puede ser trifásica, de cuatro hilos o bifásica, de tres hilos. , y la especificación del conductor se puede cambiar como máximo una vez.
- Las tuberías utilizadas para colocar conductores en líneas de distribución subterráneas serán tuberías de acero galvanizado o tuberías de PVC corrugado. Entre los de acero galvanizado, los necesitan las redes subterráneas primarias y secundarias, y se necesitan tuberías de PVC para guiar las redes primarias y secundarias, alumbrado público y conexiones, se necesitan para canalizar redes de alumbrado público, primarias, secundarias y acometidas. [3]

5.3.2. Redes de Distribuciones de BT.

5.3.2.1. Redes de distribuciones urbanas en B.T. (Red trenzada)

En la parte rural y urbana se encuentran cable trenzado con poste de concreto, el neutro en BT de la sección urbana se aterrizará en un lugar situado en el transformador, mínimo cada tres soportes

por los finales de circuitos, esto tiene como finalidad el mejorar en la seguridad del sistema, acoplado con alambre de cobre desnudo, este se elige con lo establecido en la Tablas de la norma CENS del Capítulo 2. Los calibres mínimos calibre N° 4, la distancia horizontal mínima del electrodo al pie del soporte tiene una distancia de 1 m, en el caso del alambre de puesta a tierra se salvaguardará con tubo galvanizado metálico. [3]

5.3.2.2. Conectores para conexión a red trenzada.

Los conectores en conexiones de la red trenzada tienen que ser aisladores, bimetálicos en tipo tornillo fusible de la conexión cerrada a cables de aislamiento XLPE - 90°C (Principal y derivación), incluso tiene que llevar tapón de sellado para el cable derivado. [3]

5.3.2.3. Redes de distribuciones rurales en B.T.

En las zonas rurales, la red (conductor desnudo) estará abierta y los pilares pueden ser de hormigón o madera.

El punto neutro en BT estará conectado a tierra en el soporte de la posición del transformador y cada soporte del circuito o en el soporte que sea más sensible a la descarga atmosférica por el terreno. Esta conexión utilizará hilo de cobre desnudo y el valor mínimo del manómetro. es N° 4, La distancia horizontal mínima entre los electrodos en la parte inferior del soporte debe ser de 1 m.

En la electrificación rural, el camino entre las intersecciones sueltas y los postes de servicios públicos dependerá de la topografía del terreno y del diseño aprobado oficialmente por la empresa. En condiciones técnicas o del terreno, las intersecciones de líneas no se pueden construir. Las intersecciones flojas requieren autorización previa para ingresar. El camino más largo de las intersecciones flojas es de 8 m. Estos postes deben estar ubicados en el borde de la mansión. El tendido de la red abierta tiene en cuenta el orden sucesivo de la conexión en los conductores: Des la parte posterior hasta la parte inferior, en las tres primeras líneas se ubican las fases y la cuarta línea para el neutro. [3]

5.3.2.4. Redes de distribuciones subterráneas en B.T.

- En los calibres mínimos de las canalizaciones establecidas son para la baja tensión deben ser de calibres #4 o superiores con unos ductos de 3". Estos tienen que tener una canalización de reserva de 3" para BT.
- Los ductos tienen que ser de material sintético, metálico u otros, que tengan las especificaciones a continuación:
 - No ser higroscópicos.
 - Tener un alto grado de protección en el piso que sea adecuado.
 - Toda instalación bajo tierra tienen que conectarse a tierra y también unirse equipotencialmente.
- Los ductos bajo tierra en canalizaciones, tiene que tener cámaras de registro que efectúen las exigencias primeramente expuestas, instalándose en las distancias rectas, debe tener una cámara máximo por 40 metros de conducto y en los lugares que tengan cambios de ángulo o desvíen sus trayectorias, excepto cuando halla una causa totalmente justificadas para que considere una trayectoria superior, uno de los ejemplos, son los cruces de avenidas con una trayectoria grande, esto tiene que estar establecido en la memoria o especificación técnica del proyecto.
- Para las cajas de inspección tienen que quedar ubicadas en zonas verdes y/o andenes, estas no podrán tener ningún elemento encima y así poder retirar la tapa si ningún problema.
- Se tiene que tomar una trayectoria útil de 0,2 metros desde el borde externo del conductor y otro servicio ya sea gas, agua, calefacción, vapor, aire comprimido, etc. En caso que la distancia no se pueda mantener se tiene que alejar en forma segura de las instalaciones a través de una fila de los ladrillos u materiales dieléctricos, que soporte el fuego, los arcos eléctricos y deficientes conductores de calor de por lo menos 5 cm. [3]

5.3.3. Aislamiento en Redes.

Los tipos de aislamiento se elegirán de con respecto al nivel de tensión de servicio, mostrados en la tabla 1:

NIVELES	AISLAMIENTO (KV)	BIL (KV)
B T	0,6	25
M T 13,2 KV	15	95
M T 34,5 KV	36	200

Tabla 1, Tipos de aislamiento[3]

5.3.4. Protección y Maniobras de Líneas y Redes.

Usualmente, en las protección y maniobra de las redes en MT se asumirán unos criterios que se refieren a continuación. [3]

5.3.5. Distribución urbana en M.T.

Esta la red es una extensión de la red principal de CENS S.A. E.S.P., siempre que se mantengan el mismo tipo de conductor y especificaciones, no es necesario instalar un disyuntor en el punto de partida.

En las redes de distribución de energía bajo tierra que se origina en la subestación de la sala de máquinas utilizará el seccionador como manual de operación tripolar en carga, sin necesidad de fusibles.

En las protecciones contra sobretensiones de las redes bajo tierra se realiza con descargadores de resistencia no son lineales, que se ubican en el punto de circuito abierto, el final del circuito y el polo que pasa del circuito aéreo al circuito subterráneo o inversamente. [3]

5.3.6. Distribución rural en M.T.

En una red aérea, todos los circuitos del alimentador principal de MT estarán protegidos por interruptores automáticos abiertos de caída libre. Estos interruptores automáticos utilizarán fusibles de baja velocidad, generalmente con un valor igual o más cercano a la estandarización de la corriente de demanda máxima diversificación inicial.

Todos los alimentadores aéreos primarios rurales con un voltaje igual o superior a 34,5 kV deben estar equipados con cables de protección de puesta a tierra u otros sistemas adecuados de protección contra sobretensiones en todas las estructuras para garantizar que la cantidad de salida anual cumpla con las regulaciones. [3]

5.4. Diseño Mecánico.

5.4.1. Hipótesis de diseño para líneas.

- Estado inicial del tendido.
 - Velocidad en el viento: 0 km / hora
 - Temperatura en los conductores: Debe tener una temperatura ambiente.
 - Las tensiones mecánicas: El máximo tiene que ser de 25% de voltaje de rotura.
- Las condiciones extremas de los trabajos mecánico.
 - Velocidades en el viento :100 km / hora
 - Temperaturas en los conductores: Debe tener unas temperaturas ambientes mínimas de la zona en donde se instalarán los conductores.
 - Las Tensiones mecánicas: El máximo tiene que ser de 50% voltajes de rotura.
- Las condiciones extremas de flecha.
 - Velocidades en el viento :0 km / hora
 - Temperaturas en los conductores: Debe tener unas temperaturas en el conductor a unas máximas temperaturas ambiente y máximas corrientes de diseño. [3]

5.4.2. Diseños topográficos.

- Selecciones en las rutas.

Esta ruta tiene que ser recta y de un acceso fácil, logrando tolerar desviaciones evitando:

- Los cruces en los terrenos.
- En Pantanos.
- En Lagos.
- Zonas de inestabilidad geológica.
- En los Aeropuertos.

- En los Bosques la cual tala no delega la autoridad conveniente.
- En las Construcciones.
- En Campos deportivos.
- Otros la cual considera CENS. [3]

Cada cambio en las que modifique la ruta directa, se debe demostrar técnicamente y económicamente.

En las ubicaciones definidas, requiere una valoración en las siguientes condiciones:

- Bajo los costos de servidumbres.
- Bajo los costos de construcciones.
- Bajo los costos de mantenimientos.
- Bajo los impactos Ambientales [3]

5.4.3. Cálculo mecánico de conductores

El cálculo tiene como finalidad controlar los esfuerzos mecánicos del conductor para cada tipo de carga y condiciones climáticas expuestas por el conductor, a fin de evitar esfuerzos y daños que pongan en peligro la seguridad y continuidad del servicio, evitar fenómenos de vibración y hacer pleno uso de sus capacidades mecánicas. Se logra un equilibrio suficiente entre el tamaño de la varilla y el tamaño de la varilla. El ítem tipo define la mesa de tendido, en la que la tensión y la flecha a la que se debe instalar el conductor deben determinarse de acuerdo con los siguientes parámetros:

- La longitud de los vanos
- Las temperaturas Ambiente
- Las Zonas en Viento (A, B o C)
- Las Áreas (Urbanas o Rurales)
- Los Tipos de Conductores

5.4.4. Cálculo mecánico de postes

Realizar el cálculo mecánico en los postes es comprender el comportamiento del poste bajo las peores condiciones posibles, como fractura del conductor, viento fuerte, todos los bordes de fractura del conductor de los mismos postes, etc. Estos cálculos son realizados por ingenieros civiles utilizando software especializado en tales cálculos, porque el comportamiento del pilote también depende de la topografía, profundidad de empotramiento, etc. Forman parte de los cálculos mecánicos que determinan el tipo de cimentación y la profundidad de empotramiento que debe soportar cada columna.[1]

5.5. Los Parámetros de diseño

El contenido de este capítulo incluye los valores, tablas e información utilizada en el reglamento técnico de dispositivos eléctricos RETIE 2013. Si se ajusta el reglamento anterior para modificar el contenido anterior, prevalecerá la información contenida en el reglamento técnico. [4]

5.5.1. Clasificación de los niveles de tensión.

Esto con el fin de atender las demandas en el sistema con un nivel de tensión que certifiquen un funcionamiento adecuado en equipos eléctricos, se tiene unos rangos definidos en la operación las tensiones. En los efectos de los rangos utilizaciones tolerables el cual cumplirán lo mencionado en el artículo 12 de la RETIE y lo reflejado en la Tabla 2 [4]

NIVELES DE VOLTAJE EN EL SERVICIO	VOLTAJE NOMINAL DE FASES
E.A.T.	Voltajes mayores a 230 KV
A.T.	Voltajes superiores o iguales a 57.5 KV y inferiores a 230 KV
M.T.	Voltajes superiores o iguales a 1000 V y inferiores a 57.5 KV
B.T.	Voltajes superiores o iguales a 25 V y inferiores a 1000 V
M.B.T.	Voltajes inferiores de 25 V

Tabla 2, Clasificación de los niveles de tensión[4]

5.5.2. Suministro de Redes de Distribución Secundarias.

Los voltajes nominales en el servicio en vacío y en bornes del transformador se indica en la Tabla 3 [4]

NIVELES DE VOLTAJE	TIPO DEL SISTEMA	TIPOS CONEXIONES	FASES	VOLTAJES NOMINAL EN VOLTIOS (V) LA TOLERANCIA EN ($\pm 10\%$)
BT	Monofásico bifilar	Monofásico bifilar	F N	120 V
		Monofásico trifilar (bifásico)	F F N	120 / 240 V
	Trifásico tetrafilar	Monofásico bifilar	F N	127 V
		Bifásico trifilar	F F N	127 / 220 V
		Trifásico tetrafilar	F F F N	127 / 220 V

Tabla 3, Redes de distribución secundarias [4].

5.5.3. Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente.

TIPOS DE CONEXIONES	FASE	VOLTAJES NOMINALES EN VOLTIOS (V) LA TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
MONOFÁSICO TRIFILAR (BIFÁSICO)	F F N	120 / 240 V
TRIFÁSICO TETRAFILAR	F F F N	127 / 220 V
TRIFÁSICO TETRAFILAR	F F F N	254 / 440 V
TRIFÁSICO TETRAFILAR	F F F N	277 / 480 V

En cualquier otro tipo de conexión o voltajes nominales quedará supeditado a aprobación por parte de CENS.

Tabla 4, Suministro desde Transformadores de Distribución para uso exclusivo del cliente[4].

El transformador proporcionado por el cliente debe tener un protocolo de prueba aceptado por CENS, un certificado de conformidad con el estándar de fabricación, un certificado de conformidad RETIE y un certificado "libre de PCB" (50 ppm de PCB).

El certificado "No PCB" debe cumplir con lo establecido en el Capítulo 2 de la Resolución N ° 0222 de 2011 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable. Para transformadores con

voltajes no estándar, los procedimientos de prueba especiales para transformadores de distribución deben enviarse a la Comisión Económica Central para su revisión y aprobación.

Si CENS no constituye un elemento de su sistema de medición, el usuario deberá proveer estos elementos de acuerdo a lo establecido en el Capítulo 6 de la Norma CENS, Resolución CREG No. 038 de 2014, y la resolución para modificar, complementar o complementar estos elementos. ... Reemplazar y cumplir con el número RETIE aplicable. [4]

5.5.4. Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión.

NIVEL DE TENSIÓN	TIPO DE SISTEMA	TIPO DE CONEXIÓN	FASES	VOLTAJES NOMINAL EN VOLTIOS (V) TOLERANCIA ($\pm 10\%$)
M T	Bifásico bifilar	Bifásico bifilar	FF	13.200 V
		Monofásico bifilar	FN	7.620 V
	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	13.200 V 34.500 V
A T	Trifásico trifilar	Trifásico trifilar	FFF	115.000 V

Tabla 5, Suministro desde redes de media tensión o líneas de alta tensión[4].

5.5.5. Demanda máx. por niveles de Voltaje.

Los niveles de voltaje en un servicio de un nuevo usuario, lo definirá la demanda máxima de la carga a atender, como lo establece la Tabla 6.

NIVEL DE VOLTAJE	TIPO DE CONEXIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (KVA).
NIVEL 1	Monofásico bifilar 120 V	Menor o igual a 6.6 kVA
	Bifásico trifilar 2x120/240 V	Mayor a 6.6 y menor o igual 12 kVA
	Trifásico tetrafilar 3x127/220 V	Mayor a 15 kVA y menor o igual a 35 kVA
NIVEL 2	Media (13 200 V)	Superior a 30 kVA hasta 2200 kVA
NIVEL 3	Media (34 500 V)	Desde 1500 kVA en adelante

Tabla 6, Demanda máxima por niveles de tensión[4].

NOTA: Esta tabla es ajustada y modificada de acuerdo a las normas técnicas establecidas por CENS, y las diferentes configuraciones serán analizadas de acuerdo a la Resolución CREG 2014 No. 038. En cualquier caso, el servicio se verá afectado por la configuración de la red y la capacidad del circuito existente.

CENS, para estudiar y resolver las excepciones que deban desviarse de este reglamento debido a cierta fuerza mayor o la imposibilidad de operar de las redes existentes.

Por razones técnicas de soporte formal (Artículo 4.4.1 Resolución CREG 070/98), el experto en redes puede especificar un nivel de voltaje de conexión diferente al requerido por el usuario. La capacidad utilizable de un circuito en la red de media tensión está determinada por la corriente requerida registrada en el circuito y la configuración del CT de la salida S / E.. [4]

5.5.6. Puesta a tierra para protecciones contra rayos

Para la conexión a tierra de protección contra rayos, debe cumplir con los requisitos de instalación, mantenimiento y producto. De acuerdo con las disposiciones de la norma IEC 62305, la configuración de conexión del electrodo SPT debe ser horizontal (contrapeso), vertical o una combinación de ellas. Además, debe estar interconectado con otros sistemas de puesta a tierra del edificio. [4]

5.5.6.1. Clases de apantallamiento

La salida de la línea utilizada para descarga directa o flameo inverso no excederá el siguiente valor por 100 km / año.

NIVEL DE TENSIÓN (KV)	NUMERO DE SALIDAS
≥ 57,5	3
34,5	11

Tabla 7, Número máximo de salidas de línea por descarga directa o flameo[4].

En los valores mayores a 57,5 kV puede haber una falla en el aislamiento en cada 100 operaciones en la línea de maniobra. [4]

5.5.6.2. Factor de seguridad

DESCRIPCIÓN	FACTOR DE SEGURIDAD
APOYOS EN EL CONCRETO	$\geq 2,5$
DISPOSITIVO DE SOPORTE PARA COLGAR TRANSFORMADORES EN POSTE	5
AISLADORES PARA ESTRUCTURAS EN SUSPENSIÓN Y RETENCIÓN	$\geq 2,5$
ESTRUCTURA METÁLICA	1,5
ESTRUCTURAS EN ACERO O EN FIBRA REFORZADA EN VIDRIO	≥ 2
CABLES PARA TEMPLETES	2
ANCLAJES PARA TEMPLETES	2,5
HERRAJES EN GENERAL.	3
HERRAJES PARA TRANSFORMADORES	5
ELEMENTOS DE FIJACIÓN DEL TRANSFORMADOR	$\geq 2,5$ veces el peso de este
FLEXIÓN PARA ESPIGO.	1,5
DISPOSITIVO PARA LEVANTAR TRANSFORMADORES REFRIGERADOS EN ACEITE	5
DISPOSITIVO PARA LEVANTAR TRANSFORMADORES SECOS	3

Tabla 8, Factor de seguridad[4].

En los dispositivos de soporte se hace referencia a abrazaderas, hebillas, collarines, sillas para transformadores y estructuras en H. [4]

5.5.6.3.Reglas de oro en cortocircuito y fallas a tierra.

Cuando se trabaja en una línea muerta, es decir, cuando se trabaja en un circuito sin alimentación, siempre deben estar conectados a tierra y en cortocircuito como requisito previo para comenzar a trabajar. Siempre que no todos los conductores o partes del circuito estén efectivamente conectados a tierra, se considera que están energizados a la tensión nominal. Cuando se trabaja en líneas sin alimentación o sin tensión, se deben observar las siguientes "reglas de oro".

- Corte visiblemente de todas las fuentes de voltaje a través de interruptores y seccionadores de aislamiento para asegurarse de que no cierren prematuramente. Entre aquellos dispositivos donde la incisión no es visible, debe haber un dispositivo para asegurar que la incisión sea efectiva.
- Condenación o bloqueo, Si es posible el dispositivo de corte: envíe una señal en el dispositivo de control del dispositivo para indicar "sin energía" o "operación prohibida", y retire el portafusibles del disyuntor. Se denomina "condena o prevención" del dispositivo manipulador para evitar un conjunto de operaciones que manipulan el dispositivo y lo mantienen en una posición específica.
- Use un detector de voltaje para verificar si hay voltaje en cada fase, y debe probarse antes y después de cada uso.
- Conecte a tierra y cortocircuite todas las fuentes de voltaje que puedan afectar el área de trabajo. Es la operación de conectar todas las etapas de un dispositivo a través de un puente equipotencial de sección transversal suficiente, que se ha puesto a tierra anteriormente.
- Marcar y definir el área de trabajo. Utiliza un cartel con frases o símbolos para indicar el funcionamiento de la información que se debe realizar para prevenir el riesgo de accidentes.

El equipo de puesta a tierra debe manipularse con varillas aislantes y mantener una distancia segura del conductor hasta que se complete la instalación. Para su instalación, el equipo se conecta a tierra primero, y luego se conecta al conductor a conectar a tierra, y se desconecta al contrario.

Los conectores deben estar firmemente conectados para evitar que se separen o aflojen durante el proceso de trabajo y desarrollo. El equipo de puesta a tierra se conectará a todos los conductores, equipos o puntos que puedan ganar potencial durante el trabajo. Cuando una estructura o soporte

tiene su propio terreno, está conectado a él. Cuando dos o más trabajadores o personal trabajen en lugares diferentes en una misma línea o equipo, serán los responsables de la colocación y remoción del equipo de puesta a tierra en el lugar de trabajo correspondiente. [4]

VI. METODOLOGÍA

6.1. Localización del proyecto

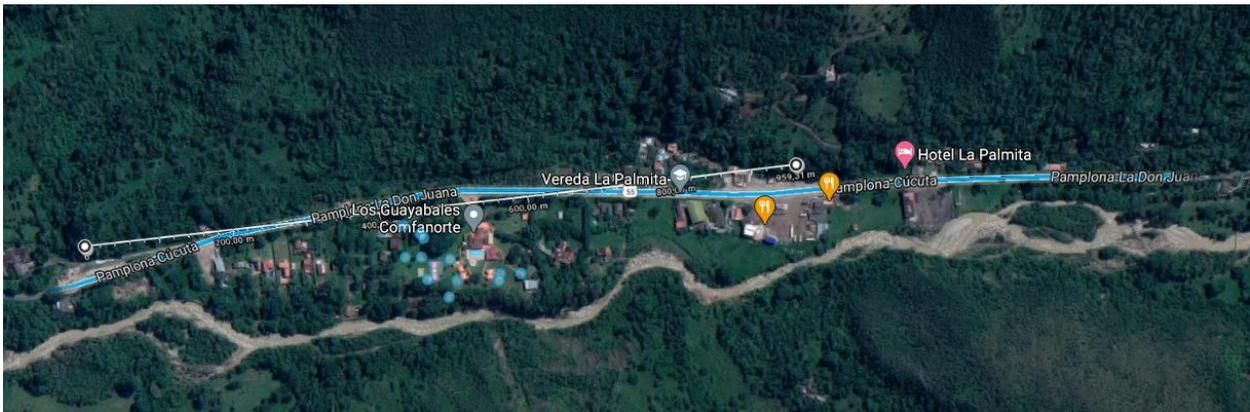


Ilustración 1, Localización del Proyecto [5]

El lugar se encuentra ubicado en el kilómetro 55 vía Pamplona – Cúcuta en el municipio de Pamplonita sector los Guayabales, cuenta con una longitud de aproximadamente 1 Km en la que se encuentran a los costados usuarios conectados a la red.

6.2. Objeto

Este proyecto consiste en el diseño de redes de Distribución de media y baja tensión con el fin de trasladar las redes en el sector de Guayabales para los usuarios actuales y hacer una proyección a 10 años a nuevos usuarios que se conectaran a la red, realizando los pertinentes cálculos eléctricos y mecánicos de las estructuras.

6.3. Número de usuarios

En este proyecto en centraremos 3 tramos conectados a esta red de media tensión, el primer tramo que cuenta con 12 usuarios conectados a la red; en el segundo tramo encontraremos un solo usuario que sería el centro de recreación Comfanorte, el cual cuenta con un transformador de su propiedad conectado a la red de media tensión; y el último tramo encontramos 10 usuarios. Para un total de 23 usuarios.

6.4. Características de las cargas

La carga del presente proyecto es en nivel de tensión 1, 2 y 3 los diferentes usuarios están conectados a la red y a los transformadores suministrados por C.E.N.S.

6.5. Redes de media tensión

En este tramo se realizará el traslado de redes eléctricas de media tensión, para esto se debe calcular los nuevos cambios que se harán en la media y baja tensión en las estructuras y en los conductores que se van a trasladar, debemos tener en cuenta que se colocaran un transformador nuevo y el otro se va a trasladar, estos transformadores son suministrados por C.E.N.S. ya que este proyecto no cuenta con los cálculos de transformadores a BT y las líneas de meda tensión 13.2 y 34.5 kV se tomaran los respectivos calibre de cada una de estas tensiones, y tener en cuenta la normativita eléctrica para el diseño de media tensión MT.

6.6. Subestaciones eléctricas

No es parte del alcance del presente proyecto la instalación de subestación eléctrica.

6.7.Redes de baja tención

En las redes de baja tensión el suministro de energía para cada una de las acometidas de los usuarios ya existentes, se conectarán con un trenzado desde el transformador hasta el circuito ya existente, también se trasladaron unos usuarios y unos nuevos usuarios en este tramo.

6.8.Medidores de energía

No es parte del alcance del presente proyecto la instalación de medidores de energía.

6.9.Redes de alumbrado publico

El alumbrado público de este proyecto no se encuentra en el traslado de redes, pero se especificarán en los planos donde se encuentras las luminarias existentes en este tramo y también las nuevas luminarias que la que colocara la empresa CENS en los postes de baja tensión que se colocarán para suministrarle energía a los usuarios nuevos.

6.10. Instalaciones internas

No es parte del alcance del presente proyecto las instalaciones internas de los usuarios.

VII. RESULTADOS

7.1. Parámetros de diseño

Para el diseño del presente proyecto se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

- Este proyecto está diseñado siguiendo los lineamientos establecidos en el REGLAMENTO TÉCNICO DE INSTALACIONES ELECTRICAS **RETIE**, en el capítulo VI (Requisitos específicos para el proceso de distribución)
- De acuerdo con los métodos de diseño este proyecto se ejecutó con el capítulo 2 de la norma técnica C.E.N.S. (Parámetros de diseño).
- Los cálculos necesarios para este proyecto se realizaron de acuerdo con la metodología expuesta en la normativa C.E.N.S. y los cálculos mecánicos de las estructuras se realizaron Guía Técnica para el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos.

7.2. Diseño de redes de media tensión

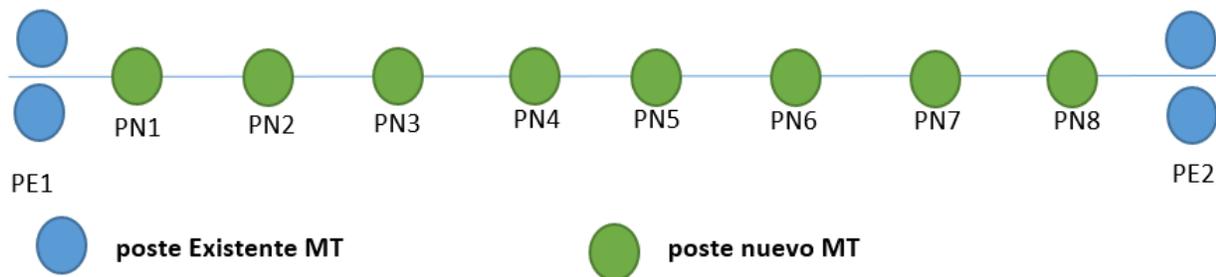


Ilustración 2, Ordenamiento de las estructuras de MT

NOTA: PE1 y PE2 son estructuras en H en las que no se deberá hacer un traslado de estructuras la otra estructura con nomenclatura PN serán estructuras nuevas, en los archivos anexos a este documento encontraremos los planos de media tensión de este tramo, en las ilustraciones 3 y 4 se mostrarán las estructuras que existentes.



*Ilustración 3, Poste existente inicio PE1.
Fuente inédita.*



*Ilustración 4, Poste existente fin PE2.
Fuente inédita*

7.3. Diseño de redes de baja tensión

En este diseño solo se tendrán en cuenta los nuevos usuarios que se conectarán a la red, ya que los usuarios antiguos solo se conectara una línea de trenzado desde los transformadores nuevos que son colocados por centrales y también encontramos un usuario que tiene su propio transformador (Comfanorte). En cuanto a los cálculos de las estructuras se efectuarán solo en el en una parte del tramo y de los calibres de baja tensión los suministra la empresa centrales, el cual implementaran AWG #2 en aluminio ACSR y las otras estructuras no necesitan un traslado debido a que no afectan

al proyecto, también se instalara un poste de concreto para el transformador del primer tamo y los cálculos de este poste se realizan en la línea de media tensión.

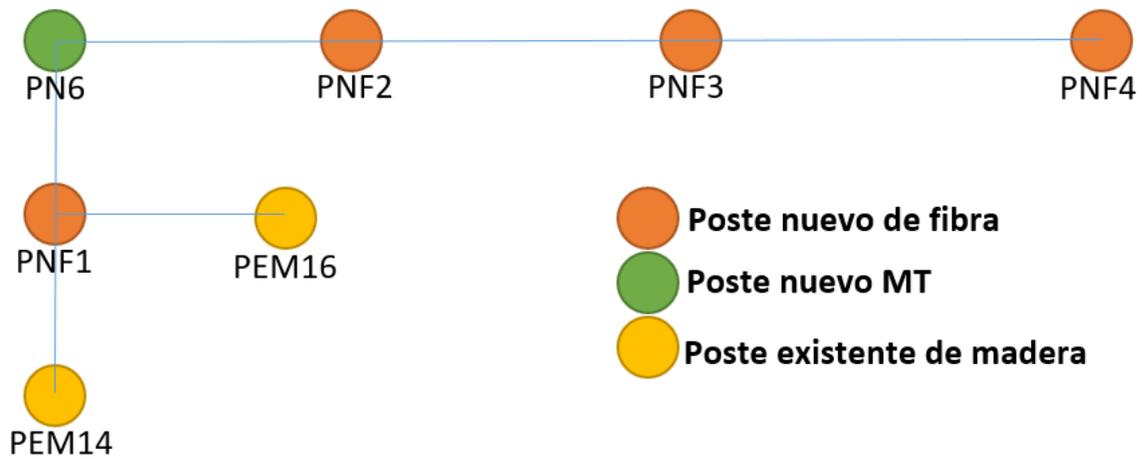


Ilustración 5, Ordenamiento de las estructuras del tramo 3 de BT



Ilustración 7, Poste existente de BT Fuente inédita.



Ilustración 6, Poste existente de BT Fuente inédita.

7.4. Diseño de acometidas

En el documento de AutoCAD encontraremos las acometidas que hay correspondiente a los usuarios que abarcan este tramo

7.5. Diseño de subestaciones

El presente diseño no contempla la instalación de subestaciones.

7.6. Diseño de redes de alumbrado publico

El presente diseño no contempla la instalación de alumbrado público, más sin embarco en los planos eléctricos se mostrarán la ubicación de las luminarias que ya están ubicadas y las nuevas luminarias instaladas por la empresa, mostradas en las ilustraciones 8 y 9.



Ilustración 8, Alumbrado público existente fuente inédita.



Ilustración 9, Alumbrado público existente fuente inédita.

7.7. Diseño de redes de distribución

7.7.1. Análisis de coordinación de aislamientos eléctricos

Para este proyecto se consideran diferentes tipos de sobretensiones, tales como sobretensiones temporales y frentes lentos por falta de maniobra, que afectarán el momento del proceso de transición. La carga queda atrapada en el lado del consumidor. En el caso de conmutación, amortiguación En los diferentes equipos, en algunos casos (conmutación sin carga de líneas y cables) se introduce el coeficiente de reflexión.

En la sobretensión frontal rápida o muy rápida provocada por la maniobra, se debe sumar la impedancia característica de los componentes que intervienen en el proceso transitorio.

La sobretensión causada por la descarga atmosférica afecta la impedancia característica de las líneas, cables y otros equipos, el coeficiente de reflexión cerca del punto de impacto y el momento del impacto de la descarga. Para la red de distribuciones existentes se tienen implementados DPS en el primario del transformador existente.

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

En este diseño se utilizaron sistemas de protección contra rayos para resguardar las tensiones que van aguas debajo de las líneas de media tensión, protegiendo así todos los transformadores y cada uno de los usuarios conectados a esta red.

Deberá cumplir los requisitos de instalación, mantenimiento y de producto de la tierra de protecciones contra rayos.

7.7.3. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.

En el análisis del nivel de riesgo se basó en el artículo 9.2 del RETIE, el cual se transcribe a continuación:

“Para formular este reglamento, el estado y las personas o entidades afectadas incurren con frecuencia en altos costos en caso de accidente eléctrico, lo que excede ampliamente la inversión requerida para minimizar o eliminar riesgos.

Para efectos de este Reglamento, cuando las instalaciones eléctricas carezcan de medidas de protección frente a condiciones que pongan en peligro la salud o la vida de las personas, tales como cortes de energía, arcos eléctricos, contacto directo e indirecto con partes vivas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos y cruces. Pasos, contactos y voltajes de transferencia que exceden los límites permitidos.

Para evaluar el nivel o grado de riesgo eléctrico, se puede utilizar la siguiente matriz para tomar decisiones (Tabla 9) La metodología para seguir en un caso en particular es la siguiente:

- a) Delimitar un factor de riesgo que se requiere categorizar o evaluar.
- b) Delimitar si se necesita el análisis de consecuencias potenciales o reales.
- c) Establecer para cada clase las consecuencias, es decir, Económicas, Personales, Ambientales e Imagen de la entidad. Apremiarlas dependiendo del caso particular que se analiza.
- d) Investigar el punto de cruce adentro de la matriz pertinente a las consecuencia (1, 2, 3, 4, 5) y en las frecuencia fijadas (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.
- e) Repetir el procedimiento para la posterior clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- f) Tomar el caso con mayor problema crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.
- g) Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la Tabla 10.

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

Evaluador: _____ MP: _____ Fecha: _____

Tabla Matriz de riesgo eléctrico.

Tabla 9, Matriz de riesgo eléctrico [6].

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisible para trabajar. Hay que eliminar fuentes potenciales, hacer reingeniería o minimizarlo y volver a valorarlo en grupo, hasta reducirlo. Requiere permiso especial de trabajo.	Buscar procedimientos alternativos si se decide hacer el trabajo. La alta dirección participa y aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y autoriza su realización, mediante un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	Minimizarlo. Buscar alternativas que presenten menor riesgo. Demostrar cómo se va a controlar el riesgo, aislar con barreras o distancia, usar EPP. Requiere permiso especial de trabajo.	El jefe o supervisor del área involucrada, aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el Permiso de Trabajo (PT) presentados por el líder a cargo del trabajo.
	Medio	Aceptarlo. Aplicar los sistemas de control (minimizar, aislar, suministrar EPP, procedimientos, protocolos, lista de verificación, usar EPP). Requiere permiso de trabajo.	El líder del grupo de trabajo diligencia el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y el jefe de área aprueba el Permiso de Trabajo (PT) según procedimiento establecido.
	Bajo	Asumirlo. Hacer control administrativo rutinario. Seguir los procedimientos establecidos. Utilizar EPP. No requiere permiso especial de trabajo.	El líder del trabajo debe verificar: <ul style="list-style-type: none"> • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las actividades.

Tabla 10, Descripción de los niveles de riesgos [6]. tomado de Retie capítulo 2 artículo 9

Para determinar si existe un alto riesgo, la situación debe ser evaluada por una persona calificada en el campo de la ingeniería eléctrica y debe basarse en los siguientes criterios:

- A. Existe una situación peligrosa totalmente identificable, especialmente la falta de medidas preventivas específicas para peligros eléctricos; equipos, productos o conexiones defectuosos; capacidad de carga insuficiente de las instalaciones eléctricas; violación de las distancias de seguridad; inflamabilidad en lugares donde pueden producirse arcos o materiales explosivos; lluvia, tormentas eléctricas y contaminación.
- B. El peligro es inminente, es decir, existen indicios razonables de que la exposición a factores peligrosos provocará un accidente. Esto significa que puede ocurrir la muerte o lesiones personales graves, un incendio o una explosión antes de que el problema se estudie a fondo para tomar medidas preventivas.
- C. La gravedad es la mayor, es decir, la posibilidad de muerte, lesiones corporales graves, incendio o explosión es muy alta, provocando que parte o la totalidad del cuerpo resulte lesionado, inutilizable o de uso permanente limitado o destruyendo la instalación o Propiedad importante a su alrededor.
- D. Existen antecedentes comparables y el evaluador de riesgos debe referirse al menos a un antecedente que ocurrió en condiciones similares. "

Factores de riesgo eléctrico más comunes	
ARCO ELECTRICO	
posibles causas	medidas de protección.
Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.	Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta.
AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)	
posibles causas	medidas de protección.
Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.	Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.
CONTACTO DIRECTO	
posibles causas	medidas de protección.
Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.	Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.
CORTOCIRCUITO	
posibles causas	medidas de protección.
Fallas de aislamiento, impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.	Interruptores automáticos con dispositivos disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles.
ELECTRICIDAD ESTÁTICA	
posibles causas	medidas de protección.
Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.	Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.
EQUIPO DEFECTUOSO	
posibles causas	medidas de protección.
Mal mantenimiento, mala instalación, mala tiempo de uso, transporte inadecuado.	Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización entorno electromagnético.
RAYOS	
posibles causas	medidas de protección.
Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.	Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipotencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.
SOBRECARGA	
posibles causas	medidas de protección.
Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las normas técnicas. conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.	Uso de Interruptores automáticos con relés sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, conductores y equipos, compensación de condensadores
TENSIÓN DE CONTACTO	
posibles causas	medidas de protección.
Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.
TENSIÓN DE PASO	
posibles causas	medidas de protección.
Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,	Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar.

Tabla 11, Factores de riesgo eléctrico más comunes [6]

7.7.4. Cálculo de transformadores.

Estos transformadores los instala la empresa CENS ya que no se debe hacer un cálculo, solo un diseño de distribución de baja tensión.

7.7.5. Cálculo mecánico de estructuras de MT



Ilustración 10, Elevaciones del terreno [5].

7.7.5.1. Cálculo de calibre de MT

Realizando la regulación de tensión para los dos voltajes que se van a manejar tenemos que:

Tensiones [V]	Kg	M	regulación de tensión
13200	40,98	4,95	456,41475
34500	20,23	18,99	864,377325

Tabla 12, Cálculo de regulación de tensión MT

Y teniendo nuestros Kg de cada una de las tensiones, vamos a la tabla de conductores que mostramos a continuación y buscamos el mejor valor de calibres, teniendo en cuenta que se debe tomar un factor de potencia de 0.95.

Constante K_G para distintos factores de potencia									
Tensión	B.T.			13 200 V			34 500 V		
Calibre (AWG)	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95	0,80	0,90	0,95
6	182,27	204,99	216,12	183,35	205,77	216,69	196,44	215,25	223,47
4	114,90	129,09	136,02	115,99	129,88	136,59	128,77	139,14	143,22
2	72,48	81,30	85,59	73,56	82,09	86,15	86,05	91,13	92,63
1/0	45,85	51,31	53,95	46,93	52,10	54,51	59,12	60,92	60,83
2/0	36,50	40,79	42,85	37,59	41,58	43,41	49,62	50,29	49,65
3/0	29,14	32,51	34,11	30,23	33,29	34,67	42,11	41,90	40,83
4/0	23,25	25,87	27,11	24,33	26,66	27,67	36,07	35,16	33,76
266,8 MCM	20,10	22,54	23,72	20,50	22,83	23,93	20,52	22,84	23,94
300 MCM	18,05	20,23	21,28	18,45	20,52	21,49	18,47	20,53	21,50
336,4 MCM	16,00	17,92	18,85	16,40	18,21	19,06	16,42	18,23	19,07
397,5 MCM	13,68	15,30	16,08	14,07	15,59	16,29	14,09	15,60	16,30
477 MCM	11,44	12,79	13,43	11,84	13,08	13,64	11,86	13,09	13,65

Tabla 13, Constante K_G para distintos factores de potencia en aluminio ACSR para MT [4].

En la línea de 13.2 kV se ubicó 3 líneas de AWG 2/0 y para la línea de 34.5 se ubicó tres líneas de AWG 266,8 MCM los dos para aluminio ACSR

7.7.5.2. Cálculos de las distancias tramo a tramo MT

En la ilustración 11 se insertaron los postes según las distancias tomadas en el diseño y acá también calcularemos la distancia que hay en la pendiente para ver la cantidad de cable que se necesita de tramo a tramo.

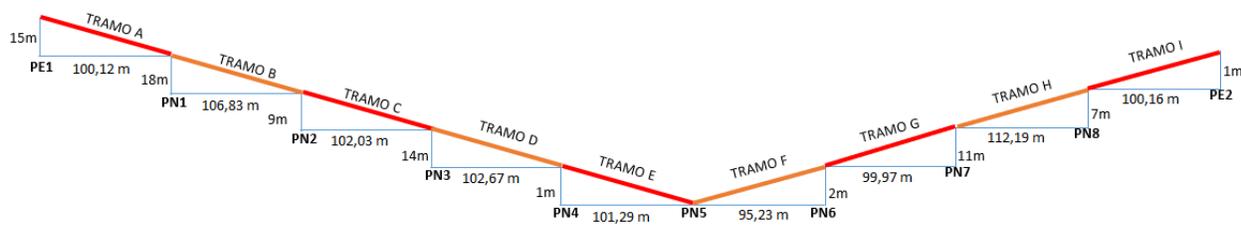


Ilustración 11, Diagrama de tramo a tramo.

Con la siguiente fórmula se utilizará para encontrar los valores en metros de cada tramo.

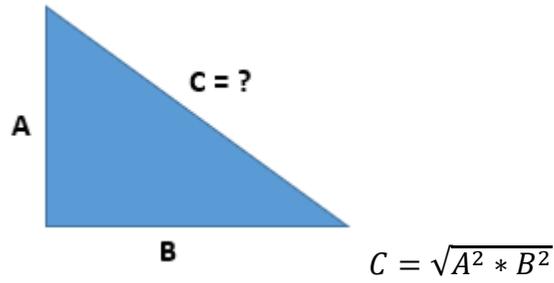


Ilustración 12, Diagrama de hipotenusa.

Entonces:

CÁLCULOS TRAMO A TRAMO

	A [m]	B[m]	C[m]
TRAMO A	15	100,12	101,237416
TRAMO B	18	106,83	108,335815
TRAMO C	9	102,03	102,426173
TRAMO D	14	102,67	103,620118
TRAMO E	1	101,29	101,294936
TRAMO F	2	95,23	95,2509995
TRAMO G	11	99,97	100,573361
TRAMO H	7	112,19	112,408167
TRAMO I	1	100,16	100,164992
TOTAL		920,49	925,311978

Tabla 14, Cálculos tramo a tramo

7.7.5.3. Cálculos de acción del viento sobre el cable

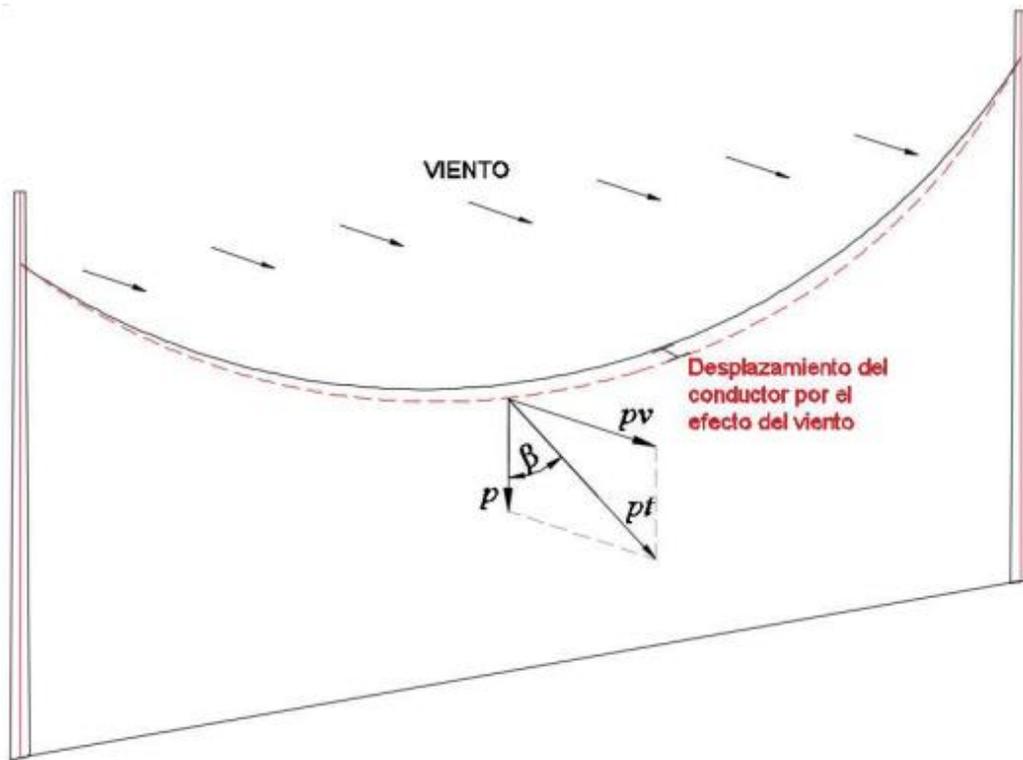


Ilustración 13, Diagrama de acción del viento [7]

Para calcular la fuerza o carga unitaria de viento nos regimos por la siguiente ecuación

$$pv = \left(\frac{PV}{10}\right) * \left(\frac{d}{1000}\right) \quad PV = Q * v^2 \quad Q = 0.603 - 0.0514 * \text{Altitud en km}$$

Donde:

pv = fuerza o carga unitaria de viento en daN/m, en dirección normal al cable y horizontal

PV = presión del viento en N/m² (Pa)

d = diámetro del cable en mm.

v = velocidad del viento en m/s tomada del documento parámetros meteorológicos.

Q = coeficiente de exposición en altura sobre el suelo. [5]

La velocidad del viento máxima de nuestra ubicación es de 2,1 m/s en la ilustración 14, se muestran los promedios de las velocidades. [6]

En la tabla 15 encontramos las alturas en kilómetros década poste para posteriormente, y en la tabla 16 se realizan los cálculos de la carga unitaria del viento; Teniendo en cuenta los valores de los calibres que se van a trasladar el que tiene un calibre mayor es de 15.03 mm por lo tanto se toma ese valor en el diámetro del calibre.

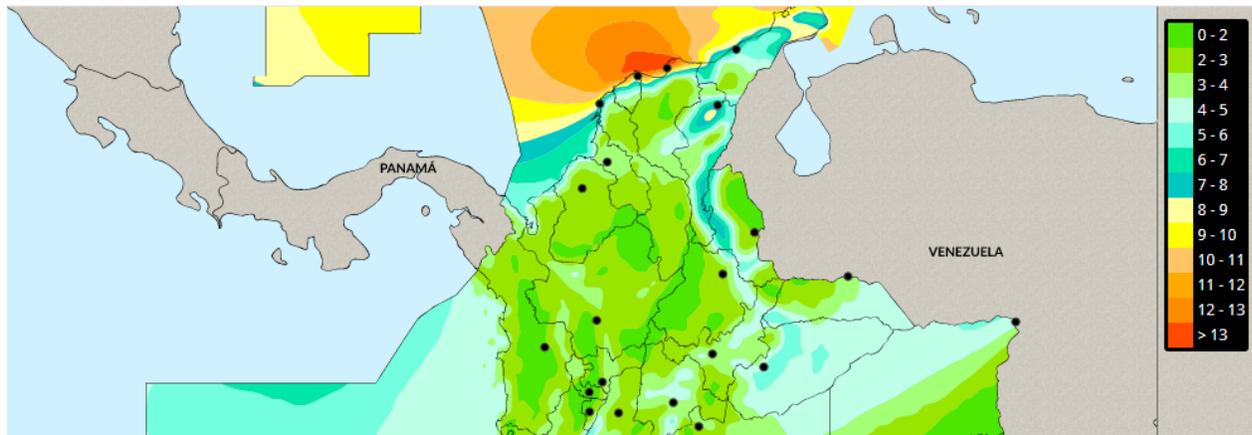


Ilustración 14, Velocidades Promedios de los vientos [9].

ALTURA DE POSTES

	Altura en km
PE1	1,469
PN1	1,454
PN2	1,436
PN3	1,427
PN4	1,413
PN5	1,412
PN6	1,414
PN7	1,425
PN8	1,432
PE2	1,433

Tabla 15, Alturas de los postes a nivel del mar [5]

CALCULOS FUERZA Y CARGA UNITARIA DEL VIENTO

TRAMOS	% Eq Altura (km)	Q	PV	pv
PE1 - PN1	1,4615	0,5278789	2,56021267	0,0023682
PN1 - PN2	1,445	0,528727	2,56432595	0,002372
PN2 - PN3	1,4315	0,5294209	2,56769137	0,00237511
PN3 - PN4	1,42	0,530012	2,5705582	0,00237777
PN4 - PN5	1,4125	0,5303975	2,57242788	0,0023795
PN5 - PN6	1,413	0,5303718	2,57230323	0,00237938
PN6 - PN7	1,4195	0,5300377	2,57068285	0,00237788
PN7 - PN8	1,4285	0,5295751	2,56843924	0,00237581
PN8 - PE2	1,4325	0,5293695	2,56744208	0,00237488

Tabla 16, Cálculos y carga unitaria del viento

7.7.5.4.Resultante de carga unitaria total con viento

La carga unitaria resultante del peso que está haciendo el conductor y la carga del viento es:

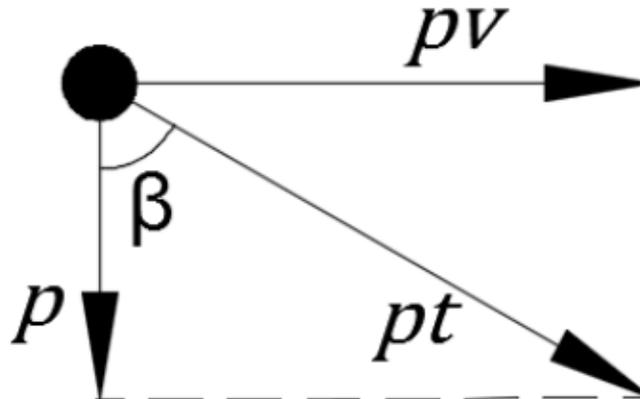


Ilustración 15, Resultante de carga unitaria total con viento [7]

$$pt = \sqrt{p^2 + pv^2}$$

Donde: pv = fuerza o carga unitaria de viento en daN/m, en dirección normal al cable y horizontal.

p = peso unitario propio del conductor daN/m

pt= peso unitario total del conductor daN/m

**PESO UNITARIO TOTAL DEL
CONDUCTOR DAN/M**

TRAMOS	pt
PE1 - PN1	0,21201323
PN1 - PN2	0,21201327
PN2 - PN3	0,2120133
PN3 - PN4	0,21201333
PN4 - PN5	0,21201335
PN5 - PN6	0,21201335
PN6 - PN7	0,21201334
PN7 - PN8	0,21201331
PN8 - PE2	0,2120133

Tabla 17, Peso del conductor en daN/m

7.7.5. Cálculos de curva de tendido

El cable tendido entre el apoyo A y el apoyo B, toma una curva característica denominada catenaria, esta curva se da en virtud de la distribución de los esfuerzos verticales y horizontales a los que se encuentra sometido el cable.

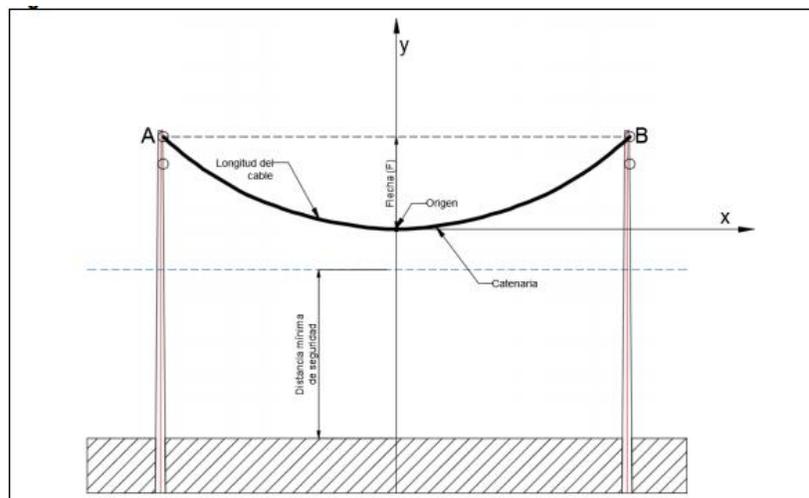


Ilustración 16, Diagrama de curva del tendido

Para la ecuación de la catenaria tenemos que:

$$y_{(x)} = h \left[\cosh \left(\frac{x}{h} \right) - 1 \right] \qquad h = \frac{T}{p}$$

Donde: y = coordenada en el eje "y " del cable en m.

x = coordenada en el eje "x " del cable en m.

h = parámetro de la catenaria en m.

T = tensión del cable en el punto más bajo en daN (dato del fabricante).

p = peso unitario propio del conductor daN/m (dato del fabricante).

CATENARIA

TRAMOS	X [m]	h[m]	Y(x)
PE1 - PN1	50,06	1,79764151	-3,43407423
PN1 - PN2	53,415	1,79764151	-2,03281043
PN2 - PN3	51,015	1,79764151	-3,58547345
PN3 - PN4	51,335	1,79764151	-3,52401334
PN4 - PN5	50,645	1,79764151	-3,58606595
PN5 - PN6	47,615	1,79764151	-1,41226852
PN6 - PN7	49,985	1,79764151	-3,40161664
PN7 - PN8	56,095	1,79764151	-0,03992498
PN8 - PE2	50,08	1,79764151	-3,44225079

Tabla 18, Catenarias por tramo

7.7.5.6. Selección de postes.

los valores de los postes se tomaron de acuerdo con el peso que se va a instalar y colocando un valor adicional para nuevos transformadores que se utilizarían en otras construcciones, en la siguiente tabla se mostraran cada uno de los postas en media tensión y cada una de las características y observaciones.

MEDIA TENSIÓN

POSTE	PESO EN LA ESTRUCTURA	ALTURA	POSTE UTILIZADO
PN1	809,3120889	12	1050
PN2	856,5281895	12	1050
PN3	801,3129883	12	1050
PN4	798,7473434	14	1050
PN5	779,7661821	12	1050
PN6	924,1296491	12	1050
PN7	817,0421059	12	1050
PN8	816,1159253	12	1050
PN2,2	349,3312	10	750

Tabla 19, selección de postes de MT

7.7.6. Cálculos mecánicos de estructura BT

Se realizará los pertinentes cálculos de las estructuras que se ubicaran en el tamo 3 de baja tensión.

7.7.6.1. Cálculos de calibres de media tensión

No hace parte del presente proyecto realizar estos cálculos de baja tensión ya que no se sustituirá ningún cable de los tramos 1 y dos y en el tramo 3 la empresa utilizará cable AWG#2 en aluminio ACSR.

7.7.6.2. Cálculos de las distancias de los tramos los tramos de BT

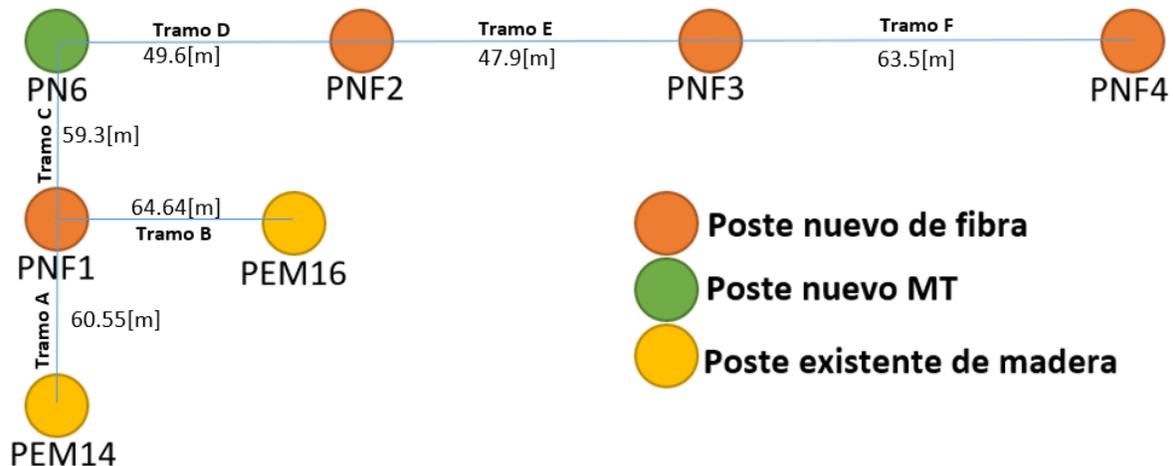


Ilustración 17, distancias tramo a tramo de baja tensión.

Se calcularon cada una de las distancias con la ecuación en de la ilustración 17

CÁLCULOS TRAMO A

TRAMO	A [m]	B[m]	C[m]
TRAMO A	2	60,55	60,58302155
TRAMO B	2	64,64	64,67093319
TRAMO C	2	59,3	59,33371723
TRAMO D	4	49,6	49,76102893
TRAMO E	0	67,9	67,9
TRAMO F	2	63,5	63,53148826
TOTAL			365,7801892

Tabla 20, distancia de tramo a tramo de BT

7.7.6.3. Cálculos de acción del viento sobre el cable BT

Con el mismo que se realizó en el inciso 7.7.5.3. calculamos las alturas y los cálculos de fuerza y carga unitaria del viento, para así mismo obtener el peso unitario total del conductor.

ALTURA DE POSTES

POSTE	Altura en km
PEM14	1,41
PNF1	1,412
PEM16	1,41
PN6	1,414
PNF2	1,41
PNF3	1,41
PNF4	1,41

Tabla 21, altura de postes nivel del mar BT

CALCULOS FUERZA Y CARGA UNITARIA DEL VIENTO

TRAMOS	% Eq Altura (km)	Q	PV	pv
PEM14 - PNF1	1,411	0,5304746	2,57280181	0,00237984
PNF1 - PEM16	1,411	0,5304746	2,57280181	0,00237984
PNF1 - PN6	1,413	0,5303718	2,57230323	0,00237938
PN6 - PNF2	1,412	0,5304232	2,57255252	0,00237961
PNF2 - PNF3	1,41	0,530526	2,5730511	0,00238007
PNF3 - PNF4	1,41	0,530526	2,5730511	0,00238007

Tabla 22, calculo y carga unitaria del viento.

7.7.6.4. Resultante de Carga unitaria total con viento

PESO UNITARIO TOTAL DEL CONDUCTOR DAN/M

TRAMOS	pt
PEM14 - PNF1	0,21201336
PNF1 - PEM16	0,21201336
PNF1 - PN6	0,21201335
PN6 - PNF2	0,21201335
PNF2 - PNF3	0,21201336
PNF3 - PNF4	0,21201336

Tabla 23, peso del conductor en daN/m

7.7.6.5. Cálculos de curva de tendido

Realizamos el mismo procedimiento del ítem 7.7.5.4 con los datos que tenemos en BT.

catenaria

tramos	X [m]	h[m]	Y(x)
PEM14 - PNF1	30,275	1,79764151	-2,55884947
PNF1 - PEM16	32,32	1,79764151	-0,6390831
PNF1 - PN6	29,65	1,79764151	-3,06816563
PN6 - PNF2	24,8	1,79764151	-1,19592688
PNF2 - PNF3	33,95	1,79764151	-0,00118429
PNF3 - PNF4	31,75	1,79764151	-1,12540181

Tabla 24, catenaria por tramo BT

7.7.6.6. Selección de postes

los valores de los postes se tomaron de acuerdo con el peso que se va a instalar y colocando un valor adicional para nuevos transformadores que se utilizarían en otras construcciones, en la siguiente tabla se mostraran cada uno de los postes en baja tensión y cada una de las características.

BAJA TENSIÓN

POSTE	PESO EN LA ESTRUCTURA	ALTURA	POSTE UTILIZADO
PNF1	279,4525154	10	550
PNF2	201,1808851	8	550
PNF3	205,5323503	8	550
PNF4	184,0759503	8	550

Tabla 25, selección de postes de BT

7.7.7. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050

El presente proyecto no presenta desviación a los establecido en la NTC2050.

7.7.8. Demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación.

No fue necesario realizar estudios complementarios que permitieran la correcta operación del presente proyecto.

VIII. CONCLUSIONES

- El levantamiento de los datos se tomó con la mayor precisión posible para obtener el mejor diseño de este proyecto, en cada uno de estos datos encontraremos cada una de las variables exigidas para calcular los esfuerzos mecánicos de las estructuras
- Se pudieron identificar cada una de las acometidas con el fin de mostrar en los planos los sitios exactos donde se encuentran los usuarios
- Con la ayuda de Google Earth obtuvimos las elevaciones del terreno para tener una mayor precisión en los esfuerzos que tiene las estructuras de media tensión
- Al inspeccionar el diseño anterior se observó que se hacen cruces de línea de media tensión que son innecesarios ya que en el tramo posterior al proyecto ya se han conectado estas redes a su destino.
- Los cruces de línea que se encuentran en el diseño se tuvieron que hacer debido a que era la única forma de conectar los usuarios de lado y lado de la vía, principalmente hice un diseño en donde se propuso colocar dos transformadores en la parte de media tensión, pero por mantenimiento de estos y alcance a estos se ubicaron al costado de la vía donde era más fácil su acceso.
- La línea de baja tensión no necesitaba un traslado de redes por completo, por lo tanto, solo se calcularon las estructuras que se iban a colocar nuevas y la electrificadora se encargó de colocar cada uno de los transformadores y el conductor que va en las estructuras nuevas de baja tensión.
- En las estructuras se tomaron en cuenta cada una de las variables necesarias y en para que los postes obtuvieran la resistencia necesaria para soportar cada uno de los materiales y poder realizar mantenimiento con seguridad.
- Cuando se realizó la selección de postes de MT se escogieron todos los postes de 12 metros, pero en el poste PN4 se cambió por uno de 14 metros ya que se necesitaba alzar más las redes por la vegetación que hay en la zona.
- Se implementaron en el diseño de línea de MT materiales como amortiguadores para red aérea, corta circuitos, sistemas de puesta a tierra, vientos o templetos, estos materiales se implementaron dependiendo de la función que hacía cada poste si era de retención o de paso.

- Los transformadores que son suministrados por la empresa se tuvieron en cuenta para hacer la selección de los postes.
- El alumbrado público no hace parte del proyecto, pero en el diseño se especifican cada una de las luminarias que se encuentran en los postes de media tensión.
- Se realizó un trazado nuevo en los planos estructurales de la vía proporcionado por la empresa, para obtener un plano más detallado de la ampliación de este tramo.
- Mostramos las tablas de los cálculos en las estructuras de media y baja tensión con el fin de tener todos los detalles necesarios.

IIX. REFERENCIAS

- [1] Y. E. N. L. -. K. D. P. Lineo, «Estudio de redes de distribución eléctrica.,» UNIVERSIDAD DE LA COSTA CUC, Barranquilla, 2012.
- [2] endesa, «fundacion endesa,» 8 2019. [En línea]. Available: <https://www.fundacionendesa.org/es/recursos/a201908-red-de-distribucion>.
- [3] norma CENS, «capitulo 3,» de *redes de media y baja tensBion* , Cucuta Norte de Santander, CENS, 2008, p. 41.
- [4] norma CENS, «Capitulo 2 Parametros de diseño,» Norma Tecnica, Cucuta, 2020.
- [5] EPM , «Guía Técnica: Cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos,» EPM-UCET-NYL-GM-012, Medellin - Colombia, 2019.
- [6] RETIE, «Capitulo 2 - Artículo 9,» *RETIE*, 2013 - 21014.
- [7] IDEAM, «Atlas de viento de Colombia,» con el apoyo de UPME , [En línea]. Available: <http://atlas.ideam.gov.co/visorAtlasVientos.html>. [Último acceso: 27 04 2021].