



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y
TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
2022-II

**DISEÑO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN (MT) SUBTERRÁNEA DE LA CARRERA
2 DEL CENTRO HISTÓRICO DEL MUNICIPIO DE MOMPOX**

Autor

VICTOR ALFONSO DÍAZ PÉREZ

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



PAMPLONA, 15 de diciembre del 2022

**DISEÑO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN (MT) SUBTERRÁNEA DE LA CARRERA
2 DEL CENTRO HISTÓRICO DEL MUNICIPIO DE MOMPOX**

Autor: VICTOR ALFONSO DÍAZ PÉREZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
INGENIERO ELÉCTRICO**

Director: M.Sc. EDISON ANDRÉS CAICEDO PEÑARANDA

**UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
FACULTAD DE INGENIERÍAS Y ARQUITECTURA
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA, SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES
PROGRAMA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
Pamplona, 15 de diciembre del 2022**

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico principalmente a Dios, a mi familia, a mi hijo Santiago Diaz y especialmente a mi madre “La vieja Nucha” como jocosamente le digo; quienes me apoyaron incondicionalmente en todo este camino Universitario, quienes me impulsaban cada día para lograr llegar a la meta.

AGRADECIMIENTOS

Este triunfo lo dedico primeramente a Dios por permitirme alcanzar esta meta importante, al motor de mi vida, mi familia; en especial mi madre Naldys Pérez, hermanos Ana Karina, Nancy Karina y Ezequiel Vicente, a mi hijo Santiago Díaz, a mis sobrin@s Juliana, Shara, Vanessa, Juan Diego, Krytal, Jhon Camilo, Docentes y a todas las personas que intervinieron en mi vida Universitaria. Todos fueron importantes en mi formación como profesional, así como también a mi alma mater la Universidad de Pamplona, a los directivos, cuerpo de docentes; quienes abrieron las puertas al conocimiento para alcanzar este peldaño.

RESUMEN

La zona urbana del Municipio de Mompox – Bolívar, es un Municipio con una gran fuente de turismo por su historia y protagonismo en la época de la Colonización, sumado a ello el ámbito religioso durante la semana mayor y otras épocas del año en su centro colonial y calles son bastante concurridas debido a su alto contenido histórico. Este proyecto es una alternativa de embellecimiento para toda la comunidad Momposina, así como para todos sus visitantes ya que permitirá una mejor circulación con menos impacto visual en la carrera 2 “Calle del medio”, con ello se busca la subterranización de todas sus redes aéreas dándole un toque de urbanismo y desarrollo a su centro histórico. El diseño se desarrolló teniendo en cuenta todos los parámetros establecidos en el reglamento vigente del RETIE, así como la normatividad del operador de red AFINIA S.A.ESP. que funciona en esta zona del Departamento de Bolívar.

En su etapa primaria se inició con unos respectivos recorridos técnicos a la zona de intervención del proyecto, de estos recorridos se clasificó los puntos críticos, así como también los recorridos de los afloramientos en MT y acometidas particulares existentes mediante los cuales se formuló los cálculos de todas las variables eléctricas. Acto seguido se realizó el levantamiento y diseño en AutoCAD, teniendo en cuenta dentro de la formulación de este proyecto la distancia de 3.5 km de intervención en su malla vial, que sería desde la entrada principal del municipio hasta la calle 14 incluidos los callejones del centro histórico, como también la calle 18 (entrada principal al centro histórico de Mompox bolívar) en la cual intervendrá la Empresa Central Eléctrica Mompox para la subterranización de las redes Eléctricas de la carrera 2 de Mompox Bolívar; los cuales operan con una tensión de 13,2 Kv y en su red de BT a 220/110 V.

Esta intervención propone brindar la posibilidad de renovar el servicio de energía eléctrica a la zona mencionada, mejorando significativamente las condiciones de vida de los usuarios y darle una mejor vista al Centro Histórico de Mompox con el embellecimiento de este sin alterar su patrimonio histórico. También en la parte técnica se logra un mejor servicio y una mejor regulación para todos sus usuarios.

PALABRAS CLAVES

Red de media tensión, red de distribución, RETIE, NTC 2050, energía eléctrica, afloramiento, estructuras eléctricas, subestación MT.

ABSTRACT

The urban area of the Municipality of Mompox - Bolívar, is a Municipality with a great source of tourism due to its history and prominence at the time of Colonization, added to this the religious sphere during the week and other times of the year in its colonial center and streets are quite busy due to its high historical content. This project is a beautification alternative for the entire Momposina community, as well as for all its visitors, since it will allow better circulation with less visual impact in Carrera 2 "Calle del Medio", with this the undergroundization of all its aerial networks is sought. giving a touch of urbanism and development to its historic center. The design was developed taking into account all the parameters established in the current RETIE regulation, as well as the regulations of the network operator AFINIA S.A.ESP. that operates in this area of the Department of Bolívar.

In its primary stage, it began with some respective technical routes to the area of intervention of the project, from these routes the critical points were classified, as well as the routes of the outcrops in MT and existing particular connections through which the calculations of all electrical variables. Immediately afterwards, the survey and design was carried out in AutoCAD, taking into account within the formulation of this project the distance of 3.5 km of intervention in its road network, which would be from the main entrance of the municipality to 14th street including the alleys of the center historical, as well as 18th street (main entrance to the historic center of Mompox Bolívar) in which the Mompox Central Electric Company will intervene for the undergroundization of the Electric networks of the 2nd race of Mompox Bolívar; which operate with a voltage of 13.2 Kv and in its BT network at 220/110 V.

This intervention proposes to provide the possibility of renewing the electric power service to the mentioned area, significantly improving the living conditions of the users and giving a better view of the Historic Center of Mompox with its beautification without altering its historical heritage. Also in the technical part a better service and a better regulation for all its users are achieved.

KEYWORDS

Medium voltage network, distribution network, RETIE, NTC 2050, electrical energy, outcrop, electrical structures, MT substation.

TABLA DE CONTENIDO

1.	Introducción.....	14
2.	Descripción del Problema y Justificación.....	15
2.1	Planteamiento del Problema.....	15
2.2	Justificación.....	15
3.	Objetivos.....	17
3.1	Objetivo General.....	17
3.2	Objetivos Específicos.....	17
3.3	Acotaciones.....	17
4.	Escenario de práctica empresarial.....	18
4.1	Descripción de la empresa.....	18
	Misión.....	18
	Visión.....	18
5.	Marco teórico.....	19
5.1	Redes de distribución subterránea.....	19
5.2	Elementos de una red subterránea de media tensión.....	19
5.3	Conductores subterráneos.....	20
5.3.1	Conductores permitidos.....	20
5.4	Ductos y excavaciones para redes de distribución subterránea de media tensión.....	20
5.5	Detalles de las bóvedas o cajas de inspección.....	21
5.6	Distancias de seguridad.....	22
5.7	Cálculo eléctrico.....	22
5.7.1	Corriente nominal.....	22
5.7.2	Cálculo del sistema de puesta a tierra.....	22
5.7.3	Protección y equipos de corte eléctrico de media tensión.....	24
5.7.4	Afloramientos.....	24
6.	Disposición física de los conductores de la red de distribución.....	26
6.1	Determinación de los puntos georreferenciados.....	26
6.1.1	Georreferenciación de la zona de estudio en software Google Earth.....	26
6.2	Parámetros para el diseño de la red de distribución eléctrica.....	27
6.2.1	Diseño red media tensión.....	28
6.2.2	Cimentación y anclaje de postes.....	30

7. Diseño de las subestaciones eléctricas.	31
7.1 Subestación tipo poste.	32
7.2 Subestación tipo pedestal.	33
7.2.1 Instalación a la intemperie.	33
7.2.2 Instalación en interiores.	34
7.2.3 Consideraciones adicionales.	36
7.3 Cálculo del sistema de puesta a tierra.	37
7.3.1 Cálculo de puesta tierra con su respectivo estudio de resistividad.	38
7.3.2 Diseño del sistema de puesta a tierra.	40
7.4 Cálculos de cortocircuito y coordinación de protecciones en los transformadores.	46
7.4.1 Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	46
7.4.2 Condiciones generales.	47
7.4.3 Selección de la corriente nominal.	47
7.4.4 Selección de la tensión nominal.	48
7.4.5 Características de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga.	48
7.4.6 Protección contra corriente de cortocircuito del transformador	51
8. Memorias de cálculos de la red de distribución subterránea.	57
8.1 Memoria descriptiva.	57
8.2 Emplazamiento.	57
8.3 Descripción del diseño.	57
8.3.1 Levantamiento del área de diseño.	57
8.3.2 Elaboración del plano proyectado.	58
8.3.3 Instalación de media tensión (MT).	58
8.4 Diseño de la red subterránea de media tensión.	58
8.5 Cálculos justificativos.	59
8.5.1 Regulación de tensión.	59
8.5.2 Factores de corrección.	60
8.5.3 Constantes de regulación.	61
8.5.4 Momento eléctrico.	62
8.5.4 Perdidas máximas de potencia.	63
8.5.5 Límites de pérdida de potencia.	64
9. Impactos del proyecto.	68

9.1 Impacto social.	68
9.2 Impacto ambiental.	68
9.3 Impacto económico.....	68
10. Análisis de resultados.....	68
11. Conclusiones.....	70
12. Recomendaciones	70
Bibliografía	72
Planos eléctricos.....	73

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores máximos de tensión de contacto	38
Tabla 2. Medidas de resistividad para SPT TFPD-33 de capacidad de 112.5 KVA	39
Tabla 3. Datos de cortocircuitos.....	47
Tabla 4. Capacidad térmica para transformadores categoría I	49
Tabla 5. Capacidad para soportar corriente de conexión de un transformador	51
Tabla 6. Curva de sobrecarga del transformador trifásico 112.5 KVA	54
Tabla 7. Curva de capacidad termica del transformador trifásico de 112.5 KVA	54
Tabla 8. Curva de corriente de conexión del transformador trifásico 112.5 KVA.....	54
Tabla 9. Emplazamiento del proyecto.....	57
Tabla 10. Factores de corrección	60
Tabla 11. Constantes de regulación KG para cables de aluminio ACSR desnudo	61
Tabla 12. Constantes de regulación KG para cables de cobre suaves aislados	61
Tabla 13. Limites de regulación de voltage	65
Tabla 14. Valores máximos de porcentajes de perdidas de potencia	64
Tabla 15. Capacidad de corriente, Regulación de tensión y Pérdidas de potencia en M.T. Circuito San Francisco	65
Tabla 16. Capacidad de corriente, Regulación de tensión y Pérdidas de potencia en M.T. Circuito Santa Bárbara	66

TABLA DE FIGURAS

Figura 1. Tabla de capacidad de corriente para calibres de aluminio.-----	20
Figura 2. Tabla de profundidades mínimas de enterramiento de las redes subterráneas -----	21
Figura 3. Detalles caja de inspección -----	21
Figura 5. Configuraciones PAT de acuerdo a Resistividad del Terreno -----	23
Figura 6. Transición aérea - subterránea NC-RA2-911 -----	24
Figura 7. Localización del Municipio de Mompox Bolívar. -----	26
Figura 8. Circuitos Red de Media Tensión Mompox Bolívar -----	27
Figura 9. Diseño Red de Media Tensión Mompox Bolívar (ver diseño completo en anexos del proyecto) -----	28
Figura 10. Detalle de afloramiento Nodo 1 Carrera 3 con Calle 14 -----	29
Figura 11. Detalle de red subterránea Transformadores 01-02 Carrera 2 con Calle 14-----	29
Figura 12. Detalles Cimentación Poste de 12m -----	30
Figura 13. Red de baja tensión y reubicación de transformadores existentes -----	31
Figura 14. Subestación Tipo Poste-----	33
Figura 15. Distancias mínimas de separación o despeje -----	34
Figura 16. Distancias mínimas de separación a ventanas o paredes de edificaciones -----	35
Figura 17. Montaje pedestal en concreto y dique de contención para aceite del transformador --	35
Figura 18. Ubicación de 6 transformadores tipo pedestal -----	36
Figura 19. Ubicación de 3 transformadores tipo pedestal Colegio Alonso de Heredia-----	37
Figura 20. Método Wenner de cuatro puntas-----	38
Figura 21. Resultados obtenidos de las medidas de resistividad con el Telurómetro Metrel -----	39
Figura 22. Cálculo sistema de puesta a tierra-----	41
Figura 23. Selección del conductor-----	41
Figura 24. Tensiones de paso y contacto máximas tolerables-----	42
Figura 25. Tensiones de paso -----	42
Fuente: Autor (2022).-----	42
Figura 26. Tensiones de contacto -----	42
Figura 27. Configuración inicial -----	43
Figura 28. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra -----	44
Figura 29. Cálculo máximo potencial de tierra (GPR)-----	44

Figura 30. Cálculo de tensión de malla en caso de falla-----	44
Figura 31. Cálculo de tensión de malla en caso de falla-1 -----	45
Figura 32. Verificación del sistema de puesta a tierra si cumple -----	45
Figura 33. Cálculo de la tensión de paso en falla -----	46
Figura 34. Características de soporte mecánico, térmico y de sobrecarga-----	49
Figura 35. Curva térmica de un transformador y curva de corriente de conexión (inrush). -----	50
Figura 36. Curva de cargabilidad de un transformador. -----	50
Figura 37. Curva de carga térmica, corriente transitoria y sobretensión inducida para un transformador categoría I. -----	52
Figura 38. Fusibles tipo K para instalar en sistemas monofásicos y trifásicos, fusible requerido en el primario de transformador de 25kVA 13.2 KV/ 240-120 V-----	53
Figura 39. Cortacircuito Dielco -----	53
Figura 40. Curva de coordinación de protecciones- Transformador TFPD 33- Capacidad de 112,5 kVA -----	55
Figura 41. Ubicación del tramo del poste PSB-01 hasta el Nodo 01 para regulación en media tensión -----	63

1. Introducción.

La distribución de energía eléctrica ha venido evolucionando y recibiendo avances importantes con resultados positivos e impactos favorables a los consumidores y usuarios finales del servicio, abordando características de construcción y factores tanto administrativos como operativos. (Maria, 2011)

Con el desarrollo del presente proyecto acerca del diseño de la red de MT subterránea del Centro Histórico del Municipio de Mompox-Bolívar, permite garantizar el correcto funcionamiento eléctrico de la red de MT, y obtener una mejora en la prestación del servicio. Al ser un proyecto relevante y de mediano impacto, este se fundamenta y soporta en los reglamentos y normativas vigentes que tiene en consideración los parámetros requeridos para una correcta planificación y desarrollo.

Para el avance del diseño de la red de MT se verificó mediante un recorrido el estado de las redes existentes, su distribución y la capacidad de los transformadores existentes en el área a intervenir, y con base en ello se replanteó las nuevas rutas de los tramos de la red de MT y a partir de esto, se realizó el estudio detallado con sus respectivos cálculos de dimensionamiento tales como; regulación de tensión, pérdidas de energía, sobrecargas, puntos críticos, coordinación de protecciones, dimensionamiento del sistema de puesta a tierra de las diferentes subestaciones de transformación, logrando así que la nueva red de media tensión sea funcional y con una vida útil prolongada. (SANTACRUZ CARCELÉN, 2018)

Finalmente el desarrollo del presente proyecto permite dar solución a una necesidad en cuanto al factor de impacto visual, ya que una red aérea representa un impacto negativo no solo visual en estas zonas de patrimonio cultural, sino visto desde la parte técnica y operativa del sistema de distribución se acarrea la exposición a factores y elementos adversos de la naturaleza y otros tipos de daños externos, sea por presencia de árboles, la constante podas de los mismos o el mismo entrecruzamiento de la red eléctrica con otros sistemas de redes que en última instancia impacta negativamente la prestación del servicio. (SANTACRUZ CARCELÉN, 2018)

2. Descripción del Problema y Justificación.

2.1 Planteamiento del Problema.

“Los centros históricos son espacios que representan a las ciudades”(Espinosa, 2005). En estos lugares se crea la identidad cultural, religiosa y la calidad de la vida urbana, que sirven para modernizar el entorno y su desarrollo. Constituyen toda la dimensión de las ciudades, y que a pesar de los avances siguen guardando gran parte de su historia. Por tal motivo, los centros históricos muestran particularidades (históricas, culturales, artísticas, políticas y religiosas), de ahí que estos lugares son de gran potencial económico y social que impacta tanto al área del entorno como a la ciudad en general. (Gonzalez, 2013)

Al realizar una inspección visual de la infraestructura eléctrica (redes de distribución aérea) en el sector del Centro histórico del Municipio de Mompox-Bolívar, se observa que la red de distribución existente presenta un impacto visual negativo, lo que da una impresión del Centro Histórico muy deteriorada debido al entrecruzamiento de las redes eléctricas aéreas primarias, secundarias, cruces con redes de telecomunicaciones y extrema proximidad de las mismas a las edificaciones del sector. Por ende, no es sólo un impacto visual sino en materia de seguridad tanto para las personas como para el correcto funcionamiento del sistema de distribución eléctrica. (Lagos et al. 2019)

Con el desarrollo del presente proyecto se busca diseñar un sistema de distribución eléctrica adecuado, para lo cual se planteó desarrollar la red de MT de tipo subterránea, iniciando con la determinación de los parámetros de la misma a partir del levantamiento eléctrico y topográfico para establecer las nuevas rutas y trazados de la red proyectada; logrando así mayor seguridad y funcionalidad del sistema de distribución y un servicio idóneo para el sector.

Otros aspectos que se benefician son los hechos de prescindir de la constante interrupción del servicio por presencia de ramas de árboles, vientos fuertes, eliminando apagones causados por las inclemencias del clima. La reubicación de los transformadores existentes también reduce riesgos de salud, como los que pueden provocar la radiación electromagnética; por otro lado, la seguridad de las vías vehiculares se mejora la accidentalidad vehicular debido a choques contra los postes por cualquier motivo.

2.2 Justificación.

La utilidad y relevancia al desarrollar el diseño de la red de media tensión subterránea de la Carrera 2 del Municipio de Mompox - Bolívar, se ve reflejado en la mejora de los parámetros operativos como son; regulación tensión, pérdidas de potencia, coordinación de protecciones ante fallas de cortocircuito, mejorando de forma sustancial la prestación del servicio.

Es de vital importancia la planificación del proyecto para una correcta implementación del mismo, debido a que se prevén las prioridades de las actividades a ejecutar en el área delimitada. Debido a lo anterior y de forma indirecta se impacta de forma positiva el mejoramiento visual de la arquitectura histórica del sector, que a su vez permite realizar mejoras a los aspectos de urbanismo, elevando la calidad de vida los residentes del lugar y a conservar los valores patrimoniales del Centro Histórico. (Lagos et al., 2019)

Este tipo de distribución ofrece menor caída de tensión por su menor valor de reactancia inductiva, además, ofrece mayor seguridad. Sin la presencia de líneas aéreas y los obstáculos que representan las estructuras eléctricas, las autoridades del Municipio pueden hacer mejoras urbanísticas más fácilmente. (Eider David Cardona Gonzalez, 2018)

Por otra parte, este proyecto será de gran impacto para el Municipio de Mompox – Bolívar, permitiendo en galardonar el Centro Histórico, el cual es frecuentado durante todo el año por turistas de diferentes partes del mundo y de la misma manera por parte de los habitantes que residen en él. Cabe resaltar que los trabajos a realizarse serán supervisados por el operador de red, así como también el ente encargado del Centro Histórico con el fin de cumplir con todas las normativas establecidas y no afectar, ni modificar el patrimonio histórico y cultural del Municipio de Mompox-Bolívar. (Lagos et al., 2019)

3. Objetivos

3.1 Objetivo General.

- Diseñar la red de media tensión subterránea en la carrera 2 “calle del medio” del centro histórico del municipio de Mompox – Bolívar, contratada con la empresa Central Eléctrica.

3.2 Objetivos Específicos.

- Establecer la disposición física de los conductores de la red de distribución subterránea en media tensión en la carrera 2 “calle del medio” del centro histórico de Mompox – Bolívar.
- Diseñar las subestaciones eléctricas a partir de la información recolectada de las redes existentes.
- Realizar memorias de cálculos de la red de distribución subterránea en media tensión en la carrera 2 “calle del medio” del centro histórico de Mompox – Bolívar.

3.3 Acotaciones.

Para el cumplimiento de los objetivos de este trabajo de grado se implementará el uso del software AutoCAD. Se diseñará la red de MT con alcance del contrato de la empresa Central Eléctrica media tensión subterránea en la carrera 2 “calle del medio” del municipio de Mompox – Bolívar.

4. Escenario de práctica empresarial

4.1 Descripción de la empresa

Central Eléctrica Mompox se creó para ofrecer a los clientes soluciones y servicios profesionales independientes y personalizados en el campo de la ingeniería. Su objetivo es la satisfacción de sus clientes y contribuir al desarrollo sostenible de la sociedad a través del trabajo constante. Generar progreso a través de la participación y creación del valor en los proyectos que se ejecutan.

Cumple con gran sentido de responsabilidad y la calidad de sus servicios; coloca a disposición toda su experiencia para la prestación de servicios relacionados con la fabricación, montaje, diseño, asistencia técnica, consultoría y suministros en el área eléctrica.

Misión

Brindar un servicio a la comunidad y al sector industrial de alta calidad que integra de forma amigable con el medio ambiente, las áreas de la ingeniería eléctrica, civil, electrónica y mecánica, logrando la satisfacción total de los clientes, para lo cual se cuenta con un equipo humano capacitado, entrenado y motivado.

Visión

Llegar a ser una empresa reconocida y confiable gracias al mejoramiento continuo y sostenible, cumplimiento oportuno, calidad y seguridad en la prestación de sus servicios. Extender nuestra cobertura a nivel nacional e internacional, superando las expectativas de todos sus clientes en el menor tiempo posible.

Compromiso con la calidad.

La política de calidad de **Central Eléctrica Mompox**, está direccionada a ofrecer servicios que cumplan las necesidades de sus clientes en cuanto a:

Entrega oportuna, atención y asesoría a precios justos, formándonos dentro de un proceso de mejoramiento continuo, manteniendo relaciones mutuamente beneficiosas con nuestros proveedores y clientes.

5. Marco teórico

5.1 Redes de distribución subterránea.

Son redes de distribución que se emplean por condiciones de seguridad, por razones de urbanismo donde no se puede emplear redes aéreas, por estética reduciendo la contaminación visual considerablemente. Para este tipo de instalaciones, las redes eléctricas van enterradas directamente o por medio de canalizaciones y ductos que van por debajo del suelo, andenes y vías ocultos a la vista. Los conductores eléctricos utilizados, están aislados de acuerdo a la tensión de operación y constan de cubiertas protectoras y varias capas aislantes. La distribución de redes subterráneas presenta grandes ventajas para su mantenimiento y para la calidad del servicio. Algunas de estas son: (Lopez, 2012)

- Reduce considerablemente la contaminación visual.
- Reducen las conexiones fraudulentas y el vandalismo.
- Evitan realizar mantenimientos preventivos periódicamente.
- Están exentos los daños que suelen ocurrir en las redes aéreas.

De igual manera este tipo de redes eléctricas tiene sus desventajas entre las cuales mencionamos a continuación:

- Mayores costos en comparación con las redes aéreas.
- En caso de daño se dificulta la localización o causa de la falla.
- El mantenimiento y las reparaciones es más complicado y demorado.
- Están constantemente expuestas a la humedad y a roedores de la zona.

5.2 Elementos de una red subterránea de media tensión

En los sistemas de distribución subterráneos de MT, las redes utilizadas son aisladas teniendo en cuenta la tensión de operación, los cuales vienen conformados por varias capas aislantes y cubiertas protectoras. Un sistema de distribución subterráneo cuenta con los siguientes componentes: (Lopez, 2012)

- **Ductos:** Estos pueden ser de PVC o conduit metálicos con diámetros mínimos de 4".
- **Cables:** Estos pueden ser monopolares o tripolares aislados en polietileno de cadena cruzada XLPE, de polietileno reticulado EPR en calibres de 500 – 400 – 350 – 250 MCM, 4/0 y 1/0 AWG en sistemas de 13.2 KV, 7.6 y 4.16 KV.

- **Cámaras:** Estas son de varios tipos, la más común es la de inspección o de paso, las cuales permiten conexiones, pruebas y/o reparaciones. Estas deberán alojar a dos operarios para realizar cualquier maniobra. (Lopez, 2012)

5.3 Conductores subterráneos.

En su mayoría son de cobre, los cuales deberán cumplir con los parámetros eléctricos y mecánicos para su instalación en este tipo de redes subterráneas de MT. Cabe resaltar que la instalación debe ser ejecutada por personal profesional competente y que cumpla con la normativa técnica NTC2050. (Lopez, 2012)

5.3.1 Conductores permitidos.

Los diámetros o calibres permitidos para los conductores de una red de distribución subterránea instalados en un proyecto se establecen en la tabla de la Figura 1. La corriente en los conductores subterráneos de MT varía dependiendo del número de cables que se acomoden en los ductos y también del número de circuitos que vayan dentro de una canalización. (Redes de Distribución Urbana). (ESSA, 2020)

Los **cables de aluminio** monopolares a utilizar deben cumplir lo establecido en ET-TD-MED01-11(Al 15KV).

13,2 kV	34,5 kV	Capacidad de Corriente [A]		
AWG/kcmil	AWG/kcmil	Circuito A	Circuito B	Circuito C
4/0	4/0	230	185	150
250	250	250	200	165
350	350	305	245	195
500	500	370	290	230
750	750	455	355	280
1000	1000	525	405	320

Figura 1. Tabla de capacidad de corriente para calibres de aluminio.

Fuente: Redes de distribución urbana

5.4 Ductos y excavaciones para redes de distribución subterránea de media tensión.

Para el tendido de conductores subterráneos se tienen en cuenta los siguientes requisitos adaptados del RETIE:

- Los ductos deben ser de material que reúnan los siguientes requisitos:
 - Que no absorba humedad.
 - Mantener un grado de protección adecuado al tipo de uso.

- Asegurar que no desgarran o deterioran la parte del aislamiento de los conductores.
- b) Se permite el uso de tubos corrugados PVC de doble pared (tipo TDP) o de polietileno de alta densidad para la protección mecánica y térmica de los cables de redes de MT y BT.
- c) La profundidad de las excavaciones de los ductos para redes de distribución subterráneas, tomadas desde la superficie superior del suelo terminado hasta la parte superior del conductor o del ducto, no deben ser menor a los valores de la Tabla 5 expuestas en la figura 2. “Excepción: Cuando existan conflictos con otras instalaciones subterráneas existentes en área peatonales para menor de 150 V pueden ser enterradas a una profundidad no menor a 0,45 m”. (RETIE-Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Tensión Fase- Fase (V)	Profundidad Ducto (m)	Profundidad conductor enterramiento directo (m)
Alumbrado Público	0,50	0,50
0 a 600	0,60	0,60
601 a 34500	0,75	0,95
34501 a 57500	1,00	1,20

Figura 2. Tabla de profundidades mínimas de enterramiento de las redes subterráneas

Fuente: Tomado RETIE (Reglamento Técnico de Redes Eléctricas).

5.5 Detalles de las bóvedas o cajas de inspección.

Según RETIE las bóvedas y tapas para redes de distribución subterráneas, podrán ser prefabricadas, siempre que sean de material resistente al desgaste y resistan aplastamiento, dependiendo del lugar donde estas se instalen, lo cual debe demostrarse mediante el cumplimiento de una norma ANSI/STCE77. (RETIE-Ministerio de Minas y Energía, 2013)

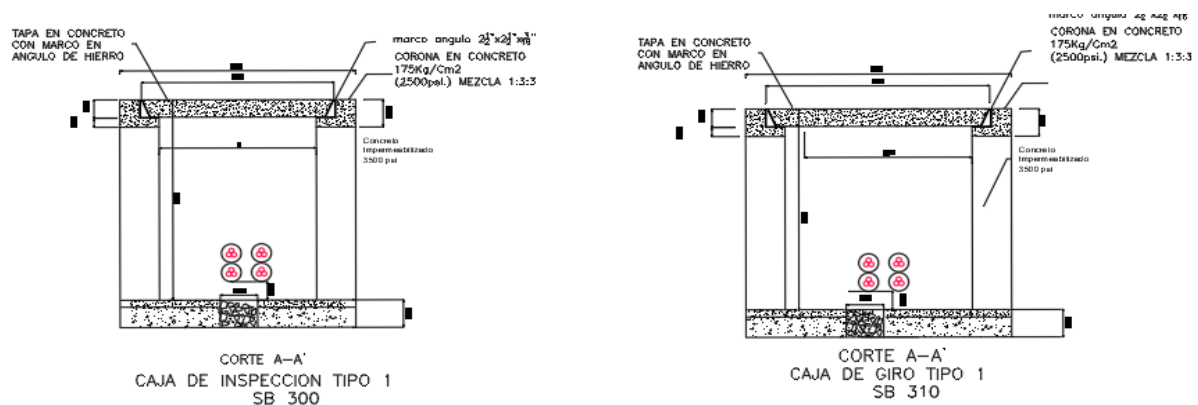


Figura 3. Detalles caja de inspección

Fuente: Autor (2022).

5.6 Distancias de seguridad.

Esta es una técnica de prevención en cuanto al riesgo eléctrico, es decir, la distancia que se debe guardar con respecto a las partes eléctricas energizadas, así como también entre los conductores o elementos.

Las distancias de seguridad se encuentran establecidas en el RETIE y NTC 2050. Para este proyecto se tendrán en cuenta las siguientes distancias de seguridad. (RETIE-Ministerio de Minas y Energía, 2013)(Código Eléctrico Colombiano NTC-2050, 2004)

5.7 Cálculo eléctrico.

Este ítem es fundamental y esencial para desarrollar un diseño de una red de distribución eléctrica, esto nos permite tener una información detallada del tipo y características de conductores que debemos emplear o utilizar al momento de ejecución de un proyecto. (Caribemar de la Costa S.A.S. Afinia Grupo EPM, 2020)

5.7.1 Corriente nominal.

Para el hallar la **In** se tuvo en cuenta las siguientes formulas y ecuaciones:

- Para un sistema Trifásico:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \times V}$$

Ecuación 1. Corriente nominal trifásica MT

- Para un sistema Bifásico:

$$I = \frac{S}{V}$$

Ecuación 2. Corriente nominal bifásica MT

Siendo:

I: Intensidad de Línea o Corriente Nominal de Operación (A).

S: Es la sumatoria de las demandas máximas conectadas en MT no afectadas por factores de simultaneidad (kVA).

V: Tensión de Línea fase - fase (kV).

Nota: Se debe seleccionar el conductor el cual su intensidad máxima admisible sea mayor que la corriente nominal de operación. (Costa, 2020)(Eider David Cardona Gonzalez, 2018)(Cens-Grupo EMP, 2020)

5.7.2 Cálculo del sistema de puesta a tierra.

Todos los sistemas eléctricos de distribución deben contar con un SPT que lo respalde, esto con el fin de evitar que las personas que estén en contacto o manipulen las instalaciones, estén expuestas a tensiones de contacto, paso o transferidas, ya que estas pueden llegar a sobrepasar los límites de soportabilidad del ser humano en caso de presentarse una falla. (IEEE-80, 2013) (NTC 2797-Guía Para La Selección de Fusibles Para Transformadores de Distribución, n.d.)

Selección del conductor a tierra. En esta parte se tendrá en cuenta el valor de **ICC** del régimen transitorio en el punto de instalación a 150 ms. El conductor a seleccionar deberá cumplir con la siguiente ecuación:

$$I_{cc} \leq I_{cc_adm}$$

Ecuación 3. Criterio corriente cortocircuito.

Siendo:

I_{cc}: Corriente de cortocircuito en el punto de instalación de la puesta a tierra (kA)

I_{cc_adm}: Intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor (kA)

En tal caso la corriente de cortocircuito deberá ser menor o igual a la intensidad de cortocircuito máxima admisible del conductor. (Costa. 2020)

Selección del electrodo de puesta a tierra. Según (RETIE), indica que el valor de resistencia máximo para la selección del electrodo es de 10 ohm, para esto se primero se debe determinar el valor de la resistividad del terreno, teniendo en cuenta los parámetros establecidos en el reglamento.

Luego para seleccionar el tipo de configuración del SPT, se empieza desde el valor medio de la resistividad, y luego se podrá escoger el tipo de electrodo y la configuración del SPT en la Figura 5, teniendo en cuenta que la resistividad aparente sea mayor o igual a la medida del campo. (Costa. 2020)(RETIE-Ministerio de Minas y Energía, 2013)

Tipo de electrodo	Configuración		Columna A Valores máximos de resistividad aparente del terreno ($\rho = \Omega m$)
	Nombre	Diagrama	
CopperClad Steel	Electrodo de Difusión Vertical		28
	Anillo (r=1,0m)		58,6
	Cuadrada con 4 electrodos de difusión (lado d = 3m)		84
Acero Austenítico	Electrodo de Difusión Vertical		28

Figura 5. Configuraciones PAT de acuerdo a Resistividad del Terreno

Fuente: (COSTA, 2020)

5.7.3 Protección y equipos de corte eléctrico de media tensión.

En este apartado los mecanismos de protección son los encargados de controlar el estado eléctrico de los elementos que constituyen el circuito de la red sea en MT o BT permanentemente, estos provocan la excitación del dispositivo de apertura (ejemplo, bobina de disparo del disyuntor), al detectar una perturbación sea tipo cortocircuito, problemas de aislamiento, sobre carga etc, y para ello se deben cumplir con los requerimientos y normativa establecida. (Código Eléctrico Colombiano NTC-2050, 2004) (ESSA, 2020)

- **Protección contra sobrecorrientes.**
- **Protección contra sobretensiones.**

5.7.4 Afloramientos.

En las redes de transmisión subterráneas se utilizarán las siguientes configuraciones:

- NC-RA2-911 Configuración equipo con montaje de transición aérea-subterránea.
- NC-RA2-912 Transición. Configuración equipo con montaje de salida de circuito con o sin emergencia.
- NC-RA2-914 Transición. Configuración equipo con montaje de transición de red canalizada a cable aéreo aislado.

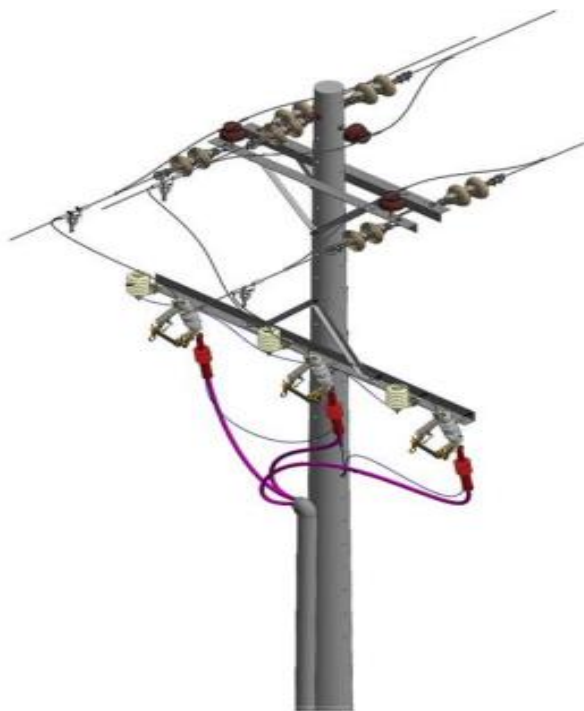


Figura 6. Transición aérea - subterránea NC-RA2-911

Fuente: Redes de distribución urbana

El seccionador en una transición de la línea aérea a subterránea, dependerá de la potencia a transportar y de la longitud de la línea como se indica en la NTC2050, ESSA 2020 y Afinia Grupo EPM 2020. (Caribemar de la Costa S.A.S. Afinia Grupo EPM, 2020)

Cabe hacer la aclaración que en todos los afloramientos se instalarán descargadores de sobretensión de óxido de zinc (DPS), como también se instalarán cortacircuitos y descargadores en crucetas independientes. Todos los afloramientos primarios se harán a través de ductos en material metálico galvanizado de dimensiones adecuadas para disponer del 60% del área de este calibre, con una longitud de 6m. (Caribemar de la Costa S.A.S. Afinia Grupo EPM, 2020).

6. Disposición física de los conductores de la red de distribución

6.1 Determinación de los puntos georreferenciados

La georreferenciación de los puntos eléctricos es muy importante en los diseños, ya que en ellos se determina con ayuda de coordenadas el estado de cada punto con el código (latitud y longitud), marcando geográficamente cada coordenada, lo que facilita el proceso de diseño y estructuración de la red de MT existente.

El presente diseño se realizó en la zona urbana del Municipio de Mompox - Bolívar.

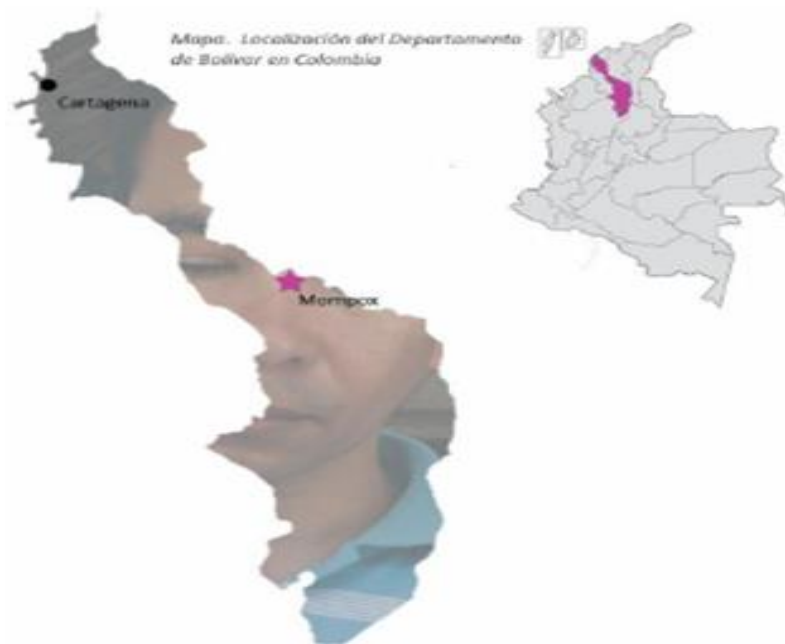


Figura 7. Localización del Municipio de Mompox Bolívar.

Fuente: OVOP Colombia (2022.) (Departamento Nacional de Planeación-, 2012)

6.1.1 Georreferenciación de la zona de estudio en software Google Earth.

En la figura 8 se observa los circuitos MT obtenidos a través del software de Google Earth se obtienen las imágenes satelitales de la red de distribución existentes en el Municipio de Mompox en los cuales existen dos circuitos de MT y se identifican con los nombres de:

- **Circuito de San Francisco**
- **Circuito de Santa Barbara**

Así de este modo se realizó un recorrido en la zona a intervenir, lo cual permitió identificar los transformadores existentes, así como también se pudo observar las características del terreno, teniendo en cuenta todos estos factores, se procedió a la planificación para el diseño de la nueva red de meda tensión subterránea en la carrera dos “Calle del medio” en el Municipio de Mompox Bolívar.

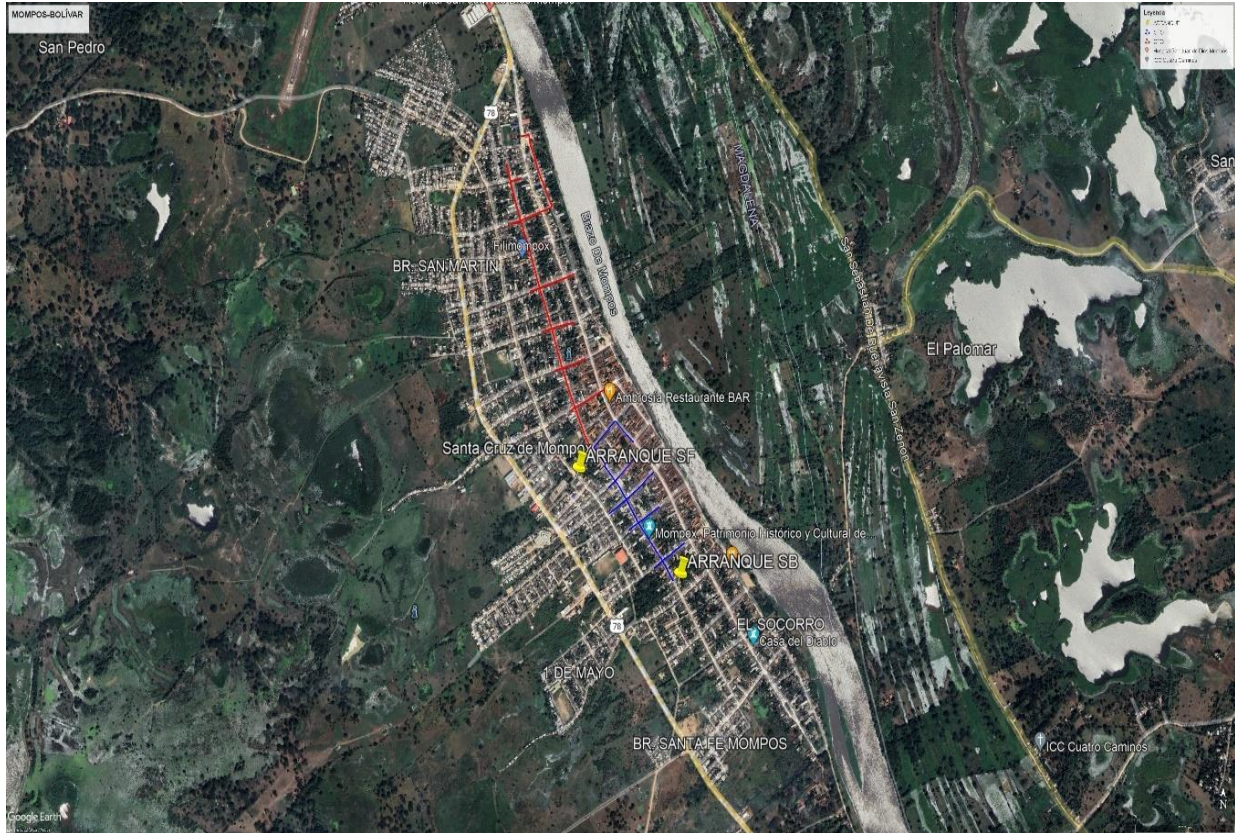


Figura 8. Circuitos Red de Media Tensión Mompox Bolívar
Fuente: Autor (2022).

6.2 Parámetros para el diseño de la red de distribución eléctrica.

Se determinó los parámetros de diseño de la red de distribución subterránea de media tensión para cumplir cada uno de los requisitos establecidos por las normativas y reglamentos correspondientes (NTC 2050 – RETIE), se hizo esta delimitación para garantizar cada uno de los puntos de diseño, circuitos generales, afloramientos, simbologías eléctricas, cálculo de conductores, protecciones eléctricas, excavaciones y ductos y demás elementos que componen la red de distribución.

Para el diseño de esta red de distribución se tuvo en cuenta las distancias de seguridad, profundidad de enterramiento de ductos, sistema de puesta a tierra, puntos de afloramiento de la red aérea a subterránea, entre otros.

6.2.1 Diseño red media tensión.

En este apartado los diseños realizados para la red de distribución de MT para la Carrera 2 del municipio de Mompox Bolívar, se tuvieron en cuenta los requerimientos establecidos dentro de los parámetros señalados en la NTC2050 y RETIE.

En el diseño se hacen los afloramientos en media tensión desde las redes aéreas existentes, estas afloran desde la Carrera 3 hacia las subestaciones o puntos de transformación de la Carrera 2, las cuales se diseñaron tipo poste y en algunos casos donde se utilizarán transformadores tipo pedestal, estos serán ubicados en los puntos de mayor demanda como es en la Calle 18 la cual es el acceso principal al Centro histórico de Mompox y en la entrada principal de la Carrera 2 como se ve en la figura 9.

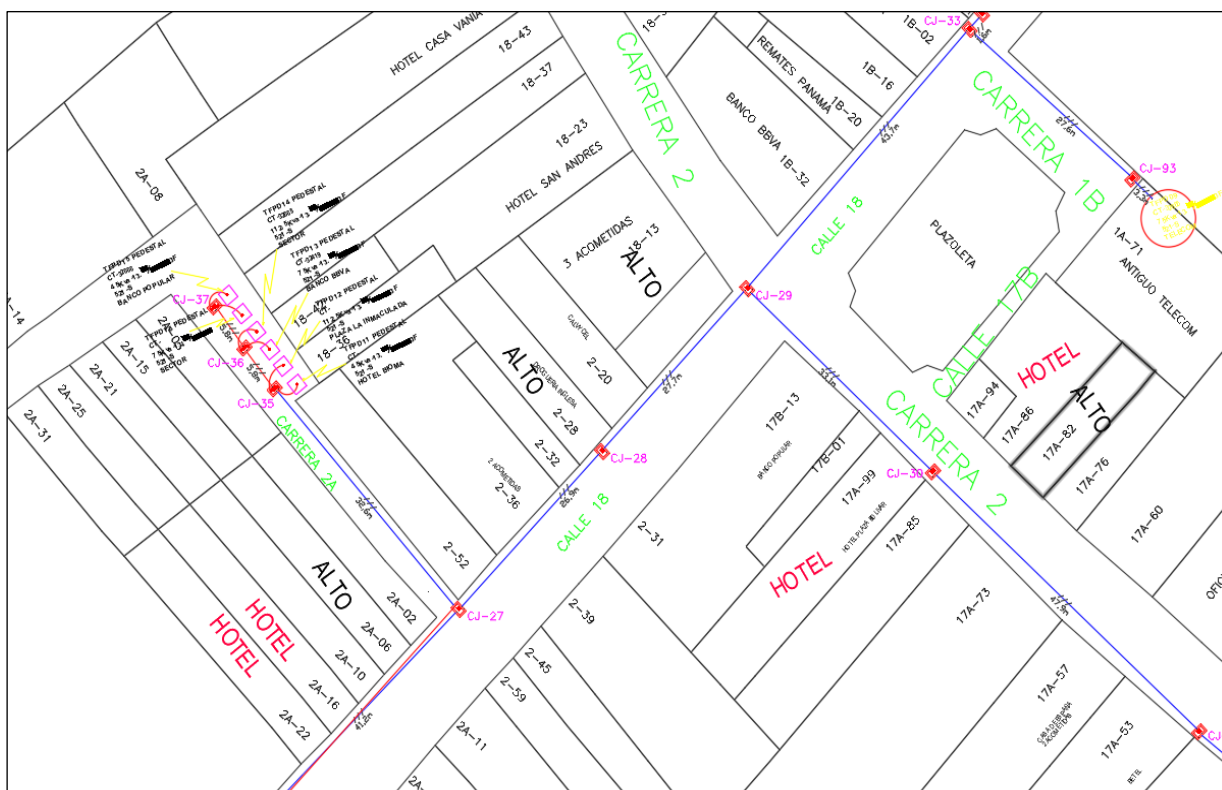


Figura 9. Diseño Red de Media Tensión Mompox Bolívar (ver diseño completo en anexos del proyecto)

Fuente: Autor (2022).

En la figura 10 se puede evidenciar la ubicación del afloramiento ubicado en el **Nodo 1**, entre la carrera 3 y la calle 14, de acá se hace la derivación de red de MT, de red aérea ha red subterránea que son los puntos de interés del centro histórico, desde el afloramiento ubicado en el nodo 1 (ver plano) hasta los transformadores 01 y 02 (ver figura 11), que pertenecen al circuito de Santa Bárbara se dispone de red de media tensión subterránea.

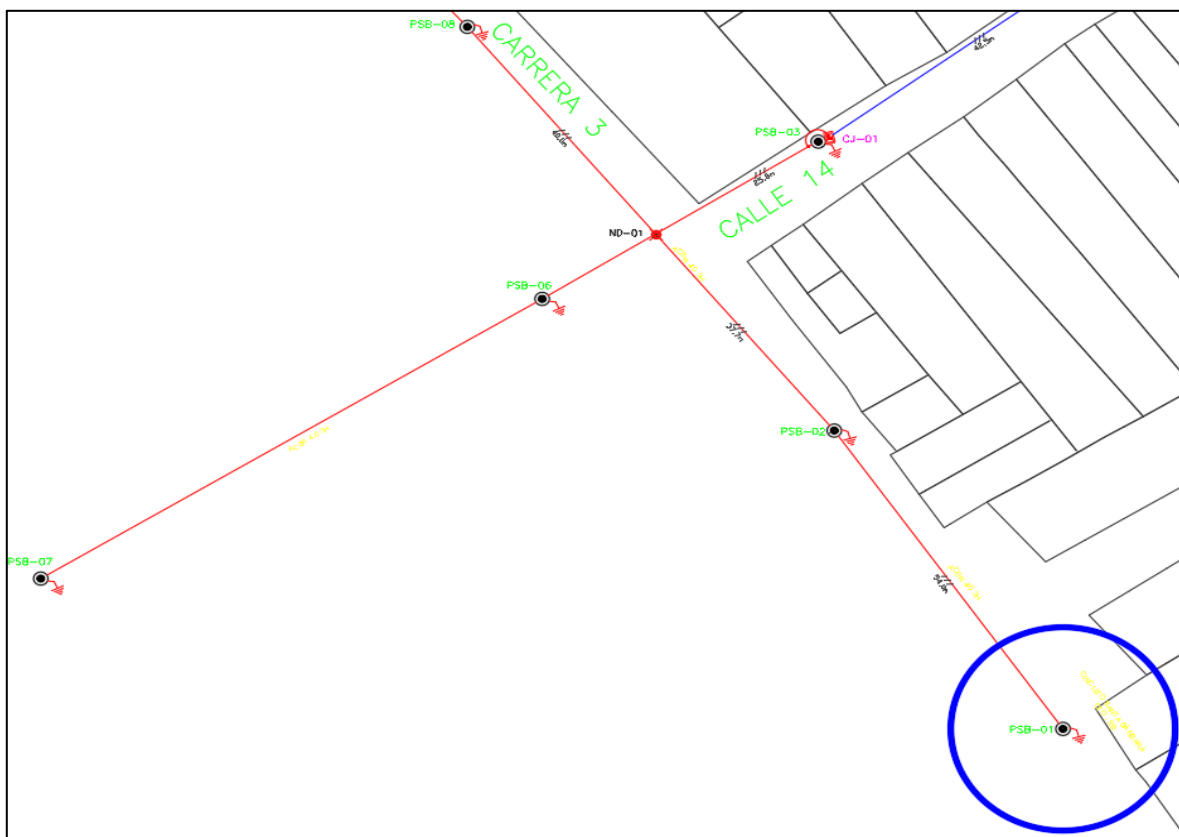


Figura 10. Detalle de afloramiento Nodo 1 Carrera 3 con Calle 14
Fuente: Autor (2022).

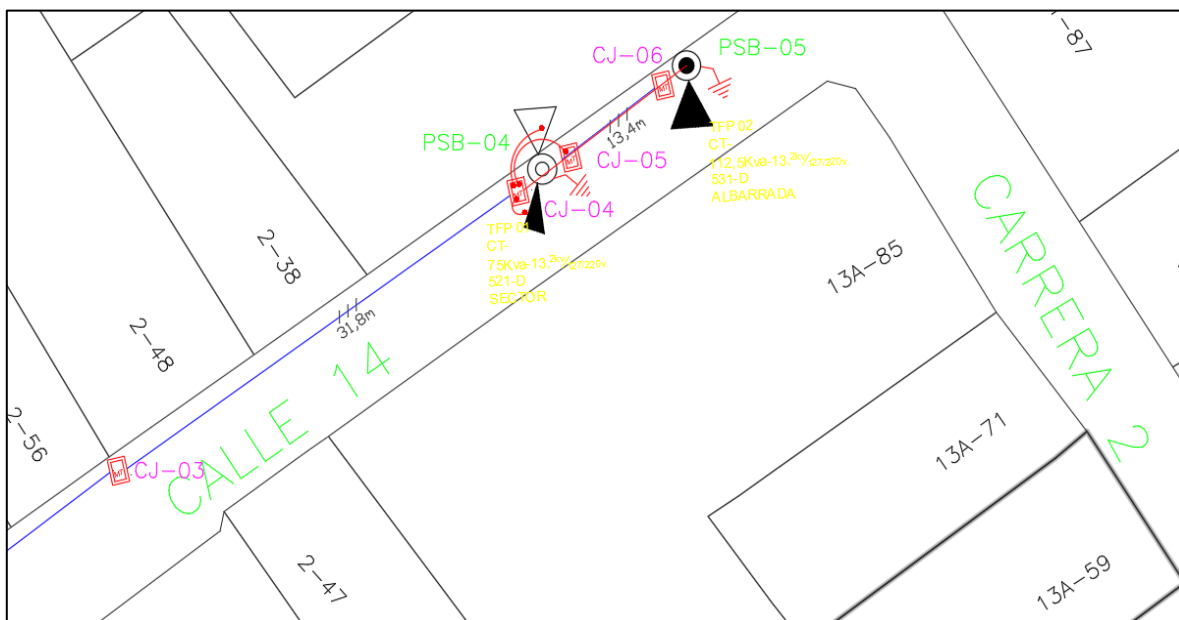


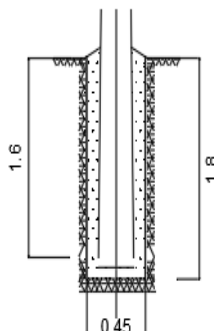
Figura 11. Detalle de red subterránea Transformadores 01-02 Carrera 2 con Calle 14
Fuente: Autor (2022).

Como se puede observar, para el diseño de la red de distribución eléctricas subterráneas de MT se tuvo en cuenta los parámetros para el cumplimiento de la normativa y reglamentos vigentes contemplados en la NTC2060 y RETIE.

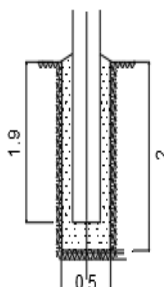
6.2.2 Cimentación y anclaje de postes.

Según RETIE, las estructuras de apoyo de una red de distribución debe estar soportada en cimentaciones apropiadas al tipo de suelo, peso y demás esfuerzos a las que están sometidas estas estructuras, para evitar su volcamiento, hundimiento o giro que puedan comprometer la estabilidad mecánica de las estructuras., donde la profundidad de enterramiento del poste se determina como $0.1H+0.6$, donde H representa la longitud nominal del poste, como se puede observar en la figura 12 se tomó como ejemplo un poste de media tensión de 12 metros de longitud, aplicando la fórmula descrita se tiene $12*0.1$ que equivale a $1,2m+0,6m$ dando una totalidad de enterramiento o cimentación de 1,8m; se puede consultar en el RETIE numeral 20.17.2 Requisitos de instalación, inciso a.

DETALLE CIMENTACIÓN
POSTE DE 9 mt - 500 daN



DETALLE CIMENTACIÓN
POSTE DE 12 mt - 500 daN



DETALLE CIMENTACIÓN
POSTE DE 12 mt - 735 daN

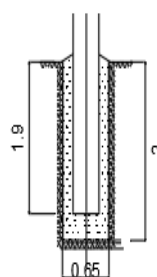


Figura 12. Detalles Cimentación Poste de 12m

Fuente: Autor (2022).

Mediante la metodología presentada en el anterior capítulo se logró establecer la disposición física de los conductores de la red de distribución subterránea de MT en la carrera 2 del municipio de Mompox – Bolívar, la disposición de las redes y ubicación de las subestaciones tipo poste y pedestal, el cual contara con la instalación de 25 postes 1350kg y la ubicación de 33 transformadores trifásicos y 2 transformadores monofásicos de diferentes capacidades de potencia, estos reemplazarán a los transformadores existentes. Los transformadores existentes serán ubicados en nuevos centros de cargas para su respectiva operación.

7. Diseño de las subestaciones eléctricas.

Para este capítulo se tuvo en cuenta los recorridos realizados en el área a intervenir, reuniones previas con el operador de red, Alcaldía Municipal de Mompox – Bolívar y Consorcio Calle del Medio; donde se determinó que los transformadores nuevos que se utilizarán en el proyecto, tendrán la misma capacidad de carga a los existentes en el área a intervenir, los cuales serán suplidos por el Consorcio Calle del Medio, y algunos de estos serán de tipo pedestal en las áreas que sean necesarias.

Previo a esto el operador de red se hace responsable de la reubicación de los transformadores existentes a nuevos centros de cargas. Como la finalidad es emplear transformadores nuevos de la misma capacidad de los transformadores existentes, esto va a permitir a través de la reubicación de tramos y centros de carga realizar una mejor distribución de cargas y mejorar la regulación de la red, adicional a esto se logra obtener una reducción en las pérdidas de potencia del sistema en general.

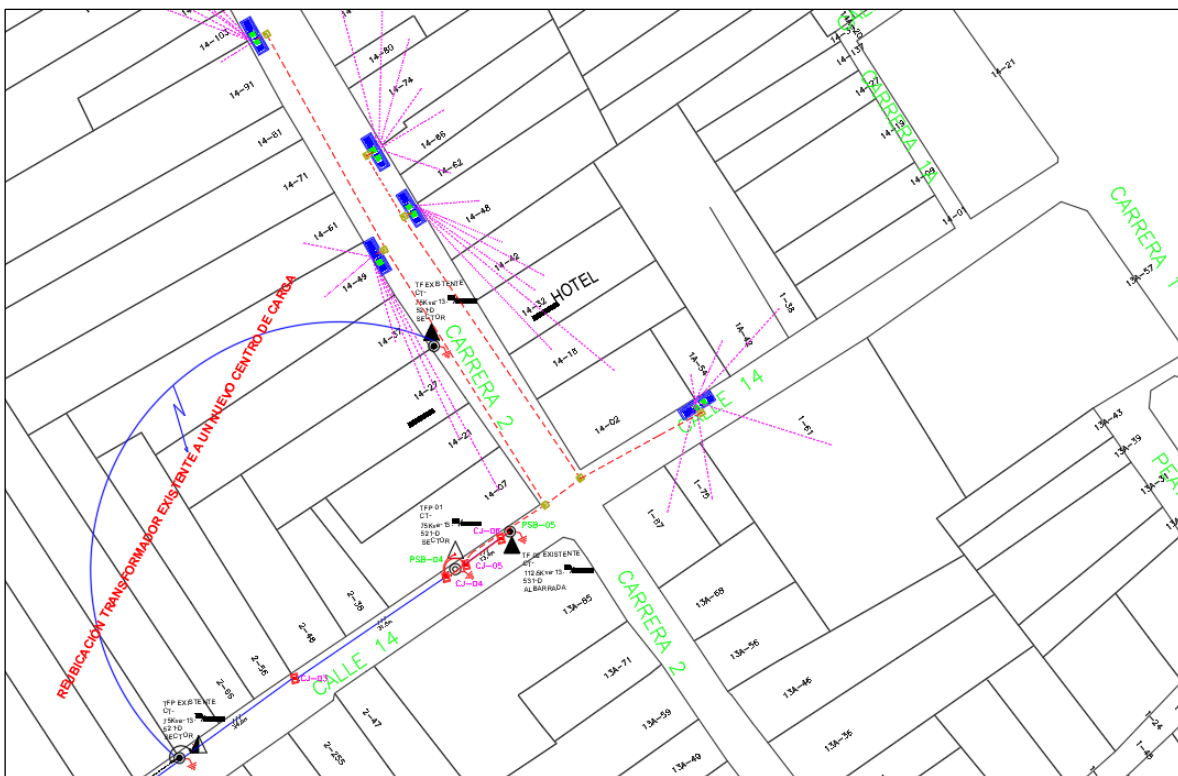


Figura 13. Red de baja tensión y reubicación de transformadores existentes

Fuente: Autor (2022).

En la figura 13, se puede evidenciar la presencia del transformador existente de 75 kVA ubicado sobre la carrera 2, en el diseño anterior donde la red era tipo aérea, este suministraba energía para la carrera 2 y la calle 14. Para el presente diseño se instaló el transformador TFP-01 de 75 kVA para

suplir las cargas en BT a través de los gabinetes de baja tensión de color azul, con las respectivas líneas en BT de color fucsia, como se puede observar estos gabinetes se encuentran alimentados a través de nuevas rutas de red subterránea, en una totalidad de cinco gabinetes. El transformador TF-02 existente, se destinó a alimentar la carrera 1 del centro histórico, netamente este TF se priorizó a esa sola carga para evitar sobre cargar el transformador TFP-01, de esta manera se da garantía de una distribución de cargas adecuada y con valores de regulación de tensión por debajo de los valores exigidos por la normativa, también los valores de pérdidas se logró reducir a valores bastante bajos como se expone durante el desarrollo del presente documento a través de los cálculos realizados para este apartado. Es de aclarar, que de esta misma forma se replica para los demás centros de cargas donde se requiere una mejor distribución de cargas y lograr las mejoras antes indicadas.

7.1 Subestación tipo poste.

Según RETIE las subestaciones que tengan el transformador montado sobre postes, deben cumplir los siguientes requisitos de montaje:

- a) las subestaciones con transformador pueden instalarse en postes sin exceder 250 KVA ni 800 Kgf de peso. Los transformadores con capacidad máxima a 112.5 KVA y con un peso inferior a 600 Kgf se deben instalar en un solo poste con una resistencia de rotura no menor a 510 Kgf.
- b) Se pueden instalar transformadores de hasta 250 KVA en postes de madera con una resistencia de rotura inferior a 510 Kgf. En todos los casos, se debe realizar un análisis de esfuerzos y se debe asegurar la estabilidad mecánica y estructural.
- c) El DPS debe instalarse lo más cerca posible a los bujes del transformador. Y en el camino de la corriente de impulso.
- d) El transformador debe tener el punto neutro y carcasas sólidamente e equipotenciados y conectados a tierra. (Eider David Cardona Gonzalez, 2018)

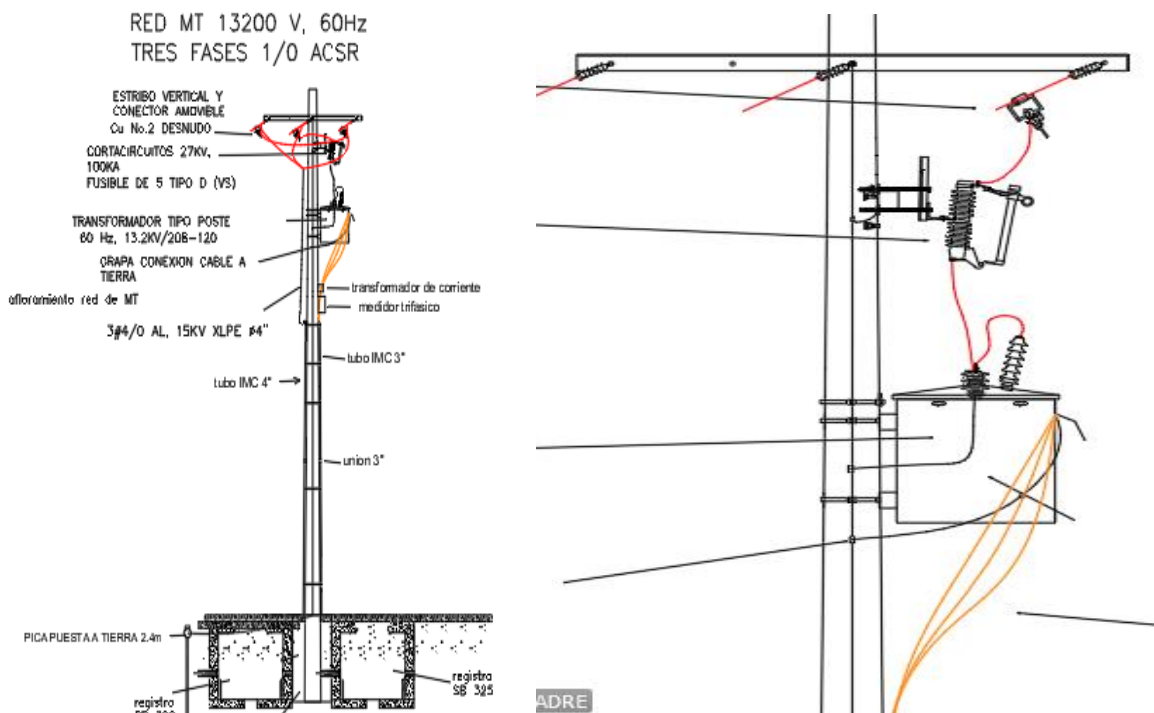


Figura 14. Subestación Tipo Poste
Fuente: Autor (2022).

7.2 Subestación tipo pedestal.

Para el montaje de los transformadores tipo pedestal, tiene en consideración dos tipos de instalaciones, de tipo intemperie y la instalación tipo exterior consideradas dentro de la norma técnica RA8-015 de EPM que indica que dependiendo de la ubicación física se tienen en consideración los criterios técnicos según el tipo de instalación. (E.P.M, 2014)

7.2.1 Instalación a la intemperie.

Dentro de las consideraciones más relevantes a la hora de instalar este tipo de transformador se tendrá en cuenta las siguientes:

- Debe realizarse en un sitio de fácil acceso para retiro e instalación mediante vehículo grúa o montacarga.
- Disponer de espacio libre vertical para un gato hidráulico entre 38 mm y 165mm.
- El área libre que permita la apertura de las puertas del gabinete, con ángulo mayor de 135°. (ver figura).

- Los electrodos de puesta a tierra se harán con conectores o soldadura aprobados en la norma RA7-018.
- Disponer de aviso de riesgo eléctrico.

7.2.2 Instalación en interiores.

- Cumplir con la construcción de un foso para contener aceite en caso de fugas y derrames.
- No se debe localizar en áreas clasificadas como peligrosas, según el capítulo 5 de la norma NTC 2050 en los artículos 500 a 517.
- Dentro de la subestación está prohibido el cruce de canalizaciones de agua, gas natural, aire comprimido, gases industriales o combustibles.

A continuación, se visualizan las distancias mínimas de apartamiento o de despeje para refrigeración y trabajos a los transformadores tipo pedestal.

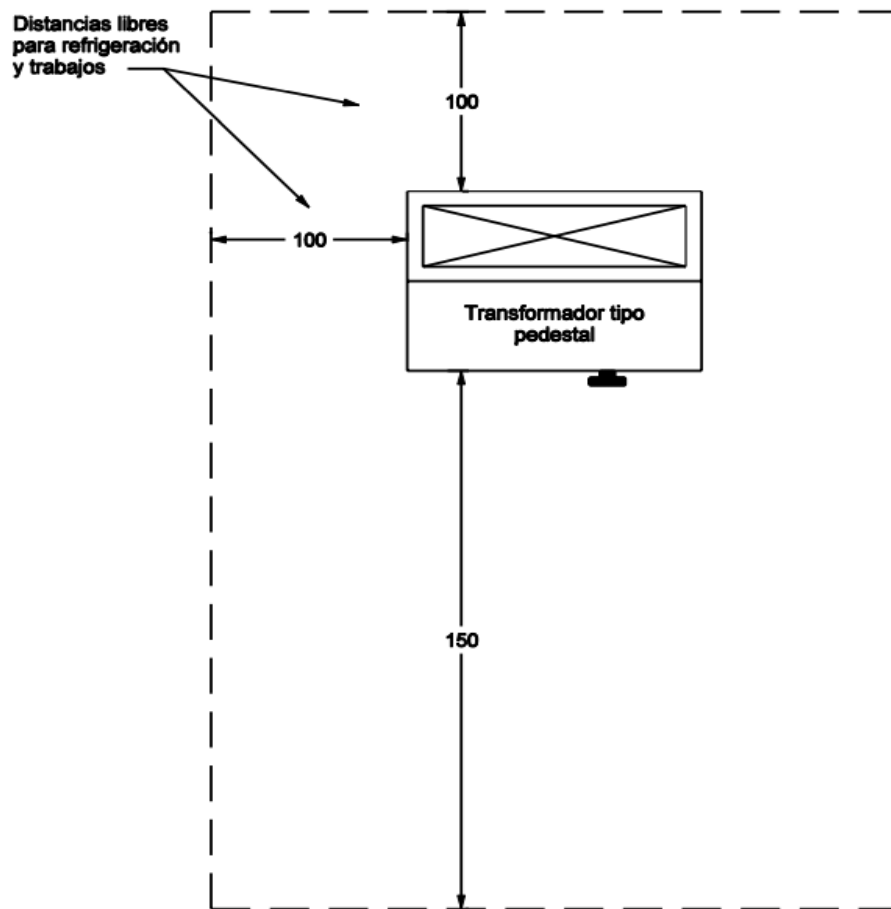


Figura 15. Distancias mínimas de separación o despeje
Fuente: EPM RA8-015 Montaje de transformadores tipo pedestal

En la figura anterior (figura 15), se denota que en el área delimitada no se permite estructuras fijas o plantaciones de arbustos. Debe disponer de una distancia mínima de metro y medio libre desde la parte frontal del transformador pedestal, para su trabajo. Como se puede visualizar en la siguiente figura 16.

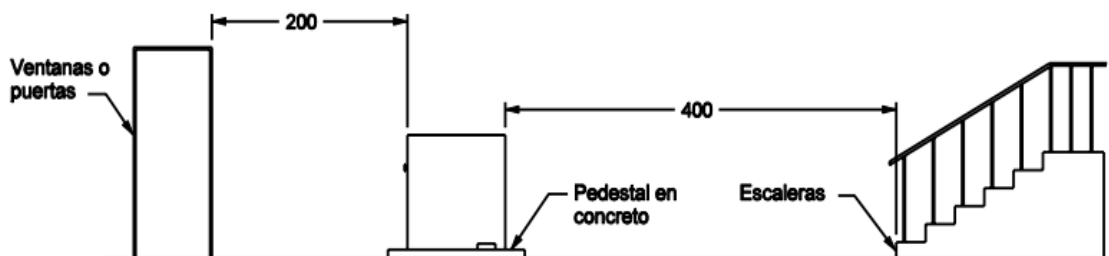


Figura 16. Distancias mínimas de separación a ventanas o paredes de edificaciones

Fuente: EPM RA8-015 Montaje de transformadores tipo pedestal

Para montaje en concreto y dique de contención de aceite del transformador se puede observar en la figura 17.

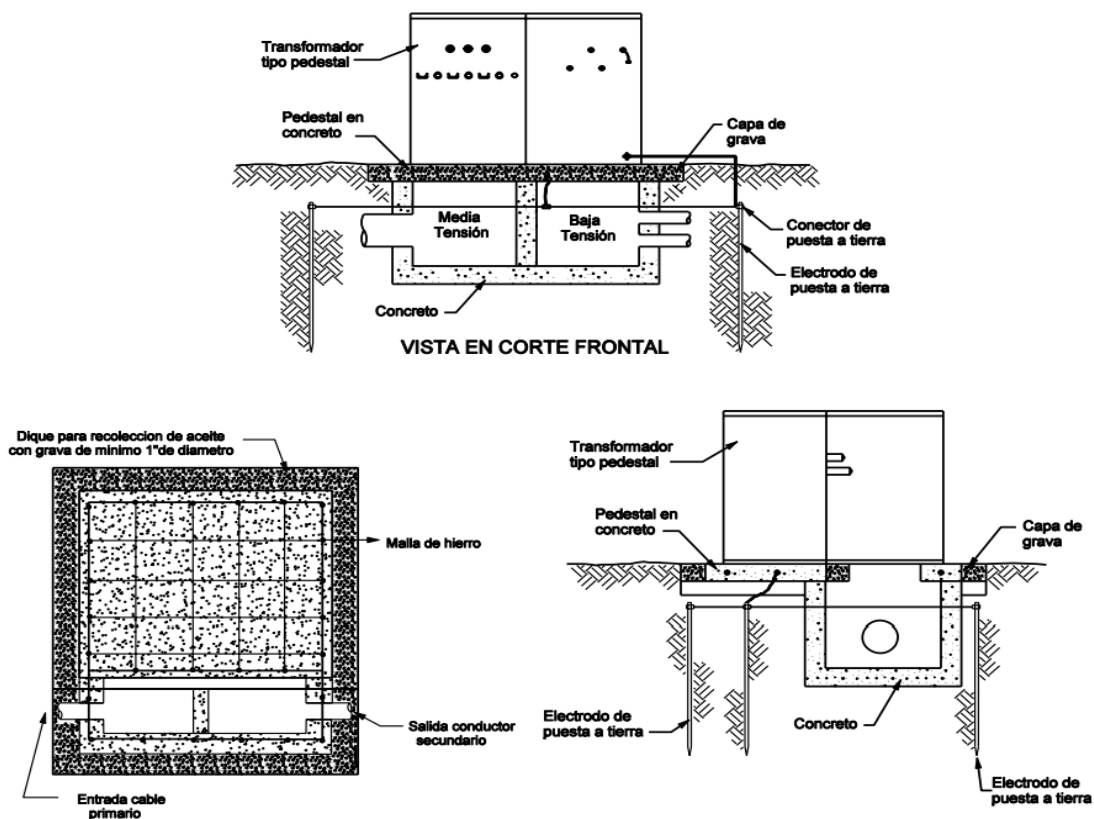


Figura 17. Montaje pedestal en concreto y dique de contención para aceite del transformador

Fuente: EPM RA8-015 Montaje de transformadores tipo pedestal

7.2.3 Consideraciones adicionales.

Este tipo de transformador de distribución, se diseñan para redes subterráneas y/o tipo exterior. Su compartimiento de AT no debe ser accesible mientras la puerta del compartimiento de BT este abierta.

Por seguridad, las partes energizadas de este tipo de transformadores deben estar en compartimientos bloqueables. “Para subestaciones tipo pedestal o tipo jardín expuestas al contacto del público en general, que en condiciones normales de operación la temperatura exterior del cubículo supere en 45 °C la temperatura ambiente, debe instalarse una barrera de protección para evitar quemaduras y se deben colocar avisos que indiquen la existencia de una superficie caliente”. (E.P.M, 2014)

Como criterio de selección de los transformadores a emplear, se tuvo en cuenta los costos y la aprobación por parte del Operador de Red, que finalmente manifestó su no conformidad de la propuesta inicial en la que contemplaba emplear transformadores tipo semi-sumergibles por temas de costos de mantenimiento y nivel freático de Mompox - Bolívar. Otro aspecto a tener en cuenta para la selección de los transformadores tipo pedestal los cuales estarán ubicados dentro del Centro Histórico, para no causar un impacto visual negativo se optó por los transformadores tipo pedestal en los sectores donde hay mayores capacidades de carga, es decir mayor concentración de usuarios. En total son 2 puntos de demanda elevada de carga, el primero de ellos está ubicado en (calle 18 con carrera 2A), este lugar es un callejón el cual fue aprobado por parte de la Alcaldía y comunidad involucrada para su instalación dado que en otros lugares no se contaba con el espacio adecuado y no se daba cumplimiento con las distancias de seguridad para la instalación de este tipo de transformadores, en este punto se encuentran ubicados 6 transformadores tipo pedestal como se puede visualizar en la figura 18.

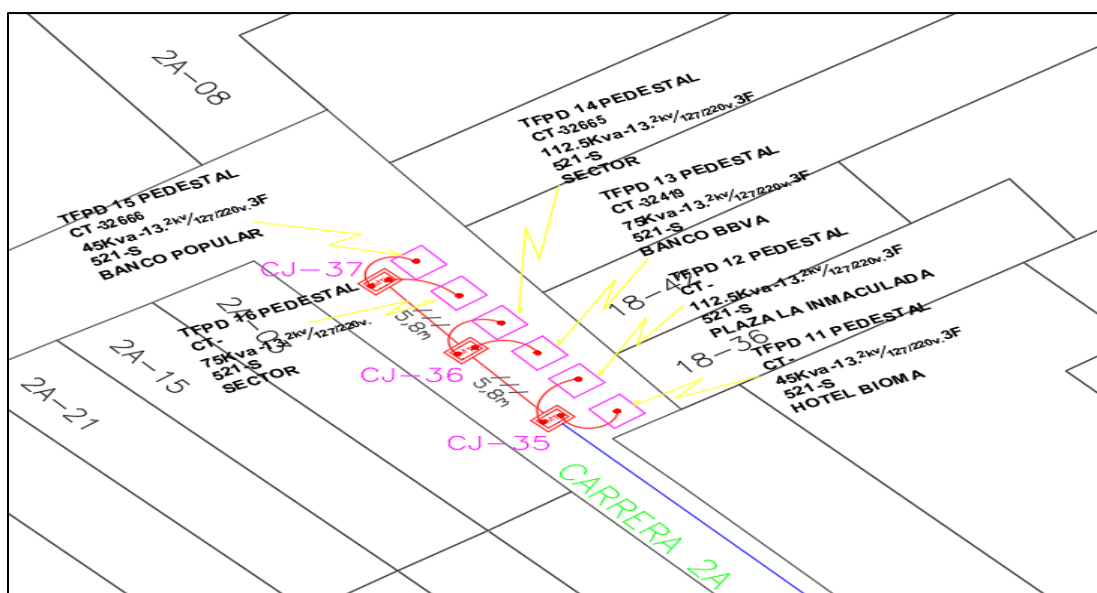


Figura 18. Ubicación de 6 transformadores tipo pedestal
Fuente: Autor (2022).

Y el otro punto crítico se encuentra ubicado en la carrera 2#26-25, se dispuso de un espacio disponible del Colegio Alonso de Heredia, en este punto se ubicarán 3 transformadores tipo pedestal (TFPD 33, 35 y 36), de los cuales se distribuyen 1 transformador destinado para el Colegio, 1 destinado para los usuarios del sector y otro transformador de servicio particular, ver figura 19.

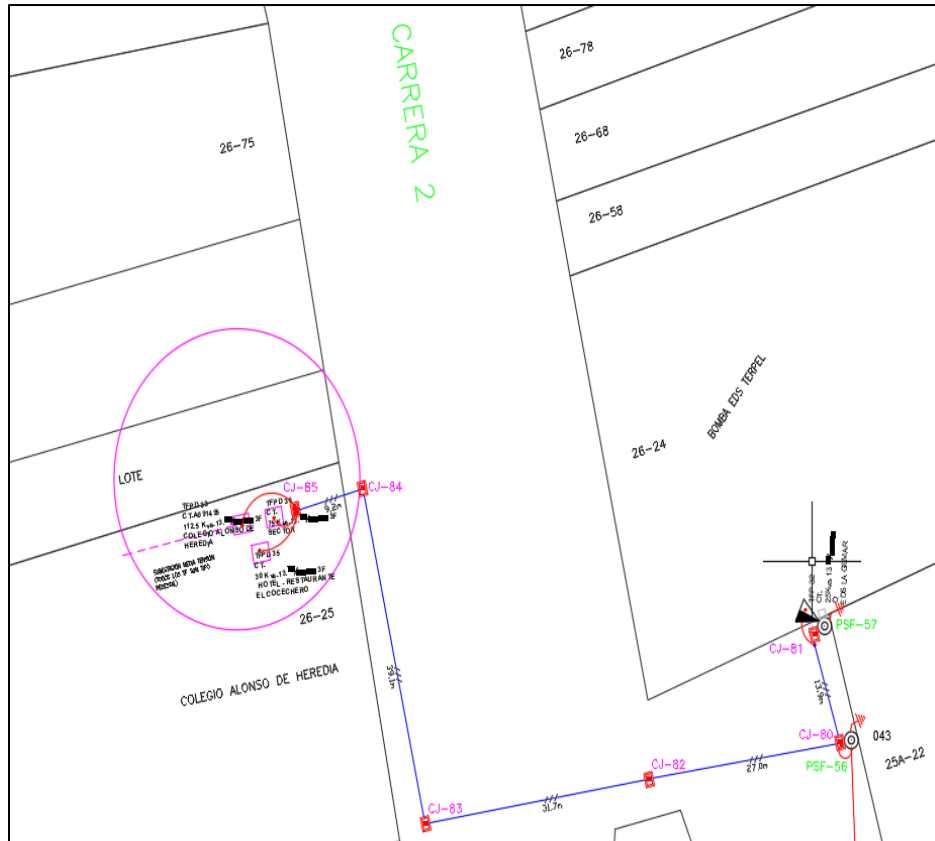


Figura 19. Ubicación de 3 transformadores tipo pedestal Colegio Alonso de Heredia
Fuente: Autor (2022).

7.3 Cálculo del sistema de puesta a tierra.

Según la metodología descrita en el inciso 2.4 del capítulo 2 “Parámetros de diseño” Norma CENS, el principal criterio para garantizar la seguridad de las personas, es la energía máxima que pueden soportar de las tensiones de paso, contacto y transferidas. (Cens-Grupo EMP, 2020)(Código Eléctrico Colombiano NTC-2050, 2004)

La implementación de un sistema de puesta a tierra, es una parte primordial en sistemas de instalaciones eléctricas, especialmente en las estructuras que durante una sobretensión temporal estas puedan desencadenar una falla permanente en todo el sistema.

Los valores máximos de tensión de contacto se presentan a continuación.

Tiempo de despeje de la falla.	Máxima tensión de contacto admisible (V r.m.s c.a) para el público en general	Máxima tensión de contacto admisible (V r.m.s. c.a) en MT, AT y EAT, para personal dotado con elementos de protección personal
Un segundo	55	116
700 milisegundos	70	138
500 milisegundos	80	164
400 milisegundos	130	183
300 milisegundos	200	211
200 milisegundos	270	259
150 milisegundos	300	299
100 milisegundos	320	366
50 milisegundos	345	518

Tabla 1. Valores máximos de tensión de contacto
Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

7.3.1 Cálculo de puesta tierra con su respectivo estudio de resistividad.

Se tomaron las medidas de resistividad del suelo con el telurómetro digital empleando el método Wenner que se define en la sección 5.1 de la Norma Técnica Colombiana (NTC 2050). (Código Eléctrico Colombiano NTC-2050, 2004)

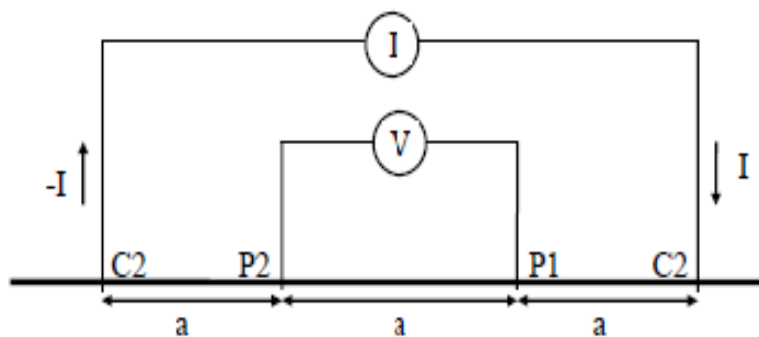


Figura 20. Método Wenner de cuatro puntas

En la figura 20, la corriente (I) se aplica a tierra a través de los electrodos exteriores y la diferencia de potencial (V) se mide a través de los electrodos internos. Los electrodos externos llamados electrodos de corriente y los interiores se llaman electrodos de potencial. La función realizada por cada electrodo se puede cambiar sin afectar la respuesta eléctrica, la relación voltaje/corriente. La relación que mide el valor de la resistencia es proporcional a una variable descrita como la resistencia aparente p_a , a una distancia dada. El factor de proporcionalidad entre V/I y p_a , se llama factor geométrico α . La ecuación de la resistividad es:

$$\rho a = a \frac{V}{I}$$

Ecuación 10. Resistividad

Los resultados obtenidos en la medición se relacionan a continuación en la tabla 2 y se pueden evidenciar en la figura 21.

Test	Resistencia en ohm
1	17.60 Ω/m
2	16.36 Ω/m
3	13.03 Ω/m
4	10.46 Ω/m

Tabla 2. Medida de resistividad para SPT TFPD-33 de capacidad de 112,5 kVA

Fuente: Autor (2022)



Figura 21. Resultados obtenidos de las medidas de resistividad con el Telurómetro Metrel

Fuente: Autor (2022).

Para el cálculo del SPT se utilizó un asistente de cálculo de subestaciones eléctricas el cual se basa en la Norma IEEE 80. (Castaño, 2010)(IEEE-80, 2013)

Los parámetros establecidos por la Norma IEEE 80-2000 Apartado 16.4, que se tienen en cuenta a para el cálculo del diseño puesta a tierra son:

- Según la NTC 2050 en la tabla 24 del apartado 4, s la resistencia máxima de tierra en una subestación en MT corresponde a 10 ohm. (IEEE-80, 2013)

- Si la GPR del diseño preliminar es menor a la tensión de toque tolerable, ningún análisis adicional es necesario.
- Si la tensión de la malla calculada es inferior a la tensión tolerable, el diseño puede estar completo. Pero si esta tensión calculada es mayor que la tensión de toque tolerable, el diseño se obliga a ser revisado. (IEEE-80, 2013)

7.3.2 Diseño del sistema de puesta a tierra.

Para el cálculo SPT, se debe tener en cuenta lo siguiente:

- El valor mínimo de resistencia de puesta a tierra del sistema sin interconectar es de 10 Ω .
- Un electrodo con tratamiento produce una resistencia de 286 ohm, la resistencia de todos los electrodos interconectados.
- En el inicio y final del circuito se debe instalar mínimo dos electrodos de las estructuras y los pórticos antes de interconectar para comprobar que su resistencia es menor de 10 Ω .

Dando cumplimiento a la norma, se realizaron los cálculos con los siguientes datos:

Área de la malla: 72 m²

Largo de la malla: 12 m

Ancho de la malla: 6m

Espacio entre los conductores: 3 m

Tiempo de despeje de falla: 0.05s

Profundidad de enterramiento: 0,4 m

Calibre: 2/0 AWG

Resistividad capa superficial: 1000 Ω .m

Corriente de falla en el primario: 330 A.

Total, varillas: 8

Longitud del electrodo tipo varilla: 2.4 m.

En el diseño de la malla de puesta a tierra se proponen 8 electrodos en cada una de las estructuras. Los cálculos realizados y resultados obtenidos para este diseño para la protección del sistema de los transformadores, se presentan en los anexos del presente documento.

CÁLCULO SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

METODOLOGÍA IEEE80 - 2013

Se utilizan para los cálculos las ecuaciones de la estándar IEEE80-2013, enunciadas en la parte derecha de la hoja.

Corriente de Falla Monofásica Asimétrica [A]	330
--	-----

PARAMETROS

ρ	17.6	Resistividad aparente del terreno Ohm/m suministrada por el Diseñador		
ρ_s	17.6	Resistividad superficial del terreno Ohm/m capa protectora (En caso de que no aplique colocar misma que suministrada por el diseñador)	Aplica para capa superficie protectora	NO
I_o	330	Corriente de falla monofasica a tierra en el primario (A)		
t_s	0.05	Tiempo de despeje de la falla (s)		

Figura 22. Cálculo sistema de puesta a tierra
Fuente: Autor (2022).

SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

De acuerdo al RETIE y la tabla 250-94 de la norma NTC-2050

$$A_{mm^2} = \frac{IK_f \sqrt{t_c}}{1,9737}$$

En donde:

A_{mm^2}

Es la selección del conductor en mm²

I

Es la corriente de falla a tierra, suministrada (rms en kA)

K_f

Es la constante de la Tabla 2, para diferentes materiales y varios valores de T_m

T_m

Es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor y una temperatura ambiente de 40°C

t_c

Es el tiempo de despeje de la falla a tierra

$K_f=$	7.06	
$A=$	0.2639505	mm ²
Se escoge cable cobre Nº=	2/0	AWG
$A_c=$	67.44	mm ²
$d=$	0.01063	m

Sección transversal del conductor

Diámetro conductor

Figura 23. Selección del conductor
Fuente: Autor (2022).

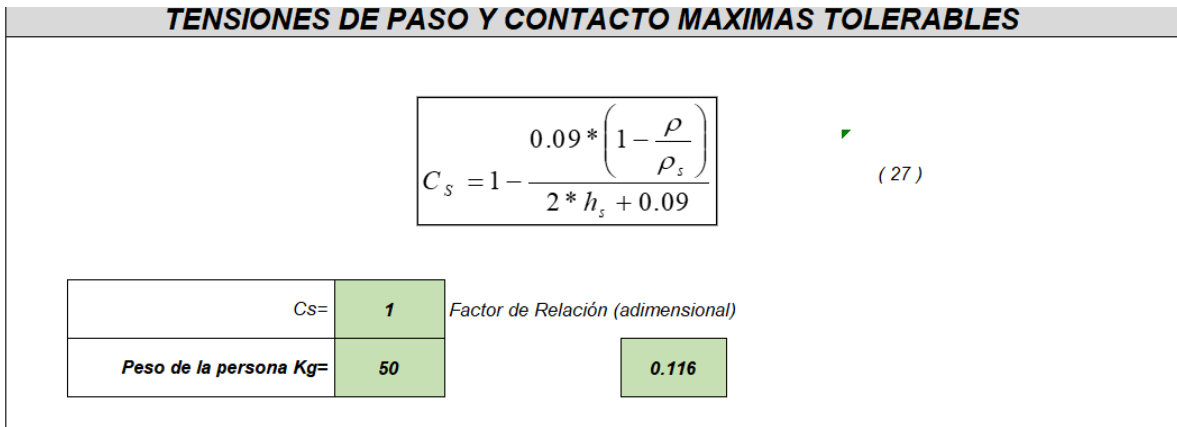


Figura 24. Tensiones de paso y contacto máximas tolerables
Fuente: Autor (2022).

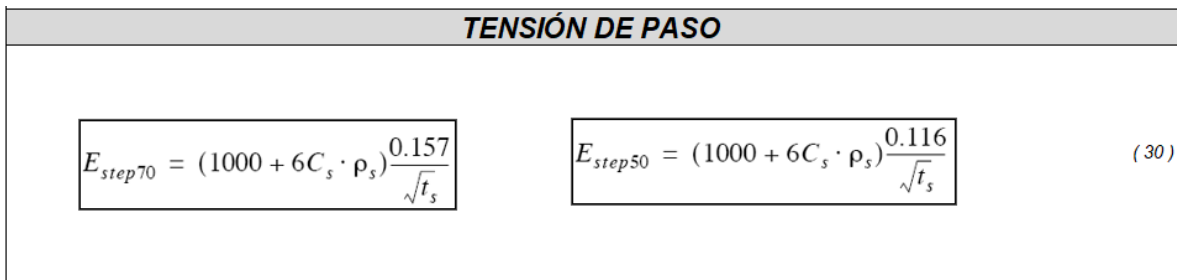


Figura 25. Tensiones de paso
Fuente: Autor (2022).

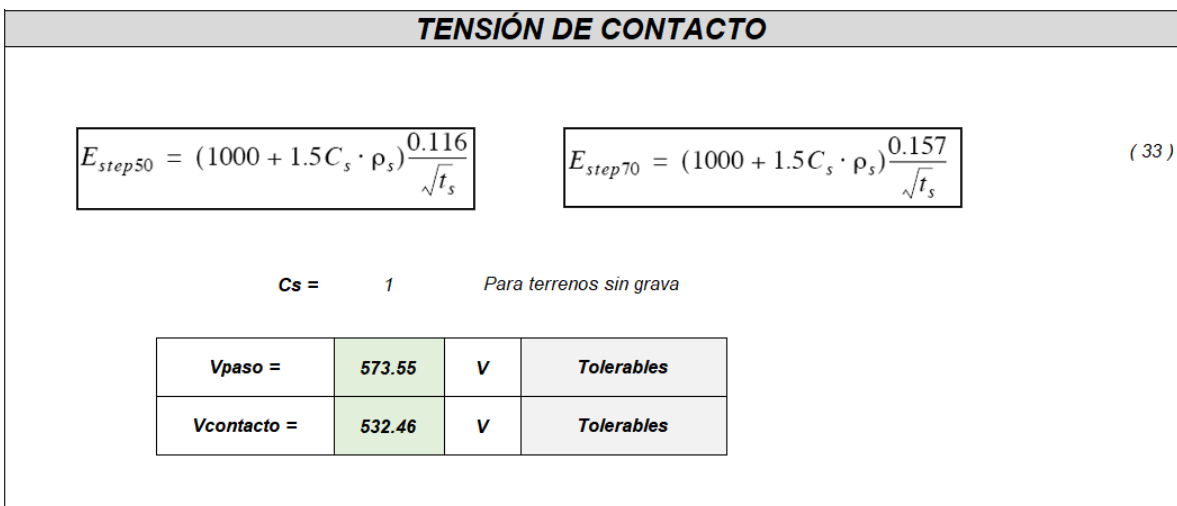
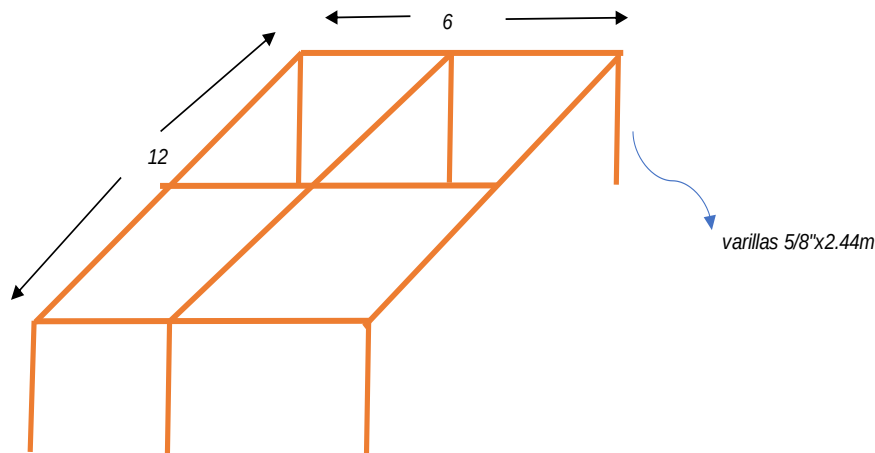


Figura 26. Tensiones de contacto
Fuente: Autor (2022).

DETERMINACIÓN CONFIGURACIÓN INICIAL

D=	3	Lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores(m)
L1=	12	Largo de la malla (m)
L2=	6	Ancho de la malla (m)
h=	0.4	profundidad de enterramiento de los conductores (m)
N=	8	Numero de electrodos tipo varilla
Lv=	2.4	Longitud del electrodo tipo varilla (m)



$$L_T = L_C + N * L_v (m)$$

Longitud total del conductor

para mallas cuadradas o rectangulares

$$L_C = \left(\frac{L_1}{D} + 1 \right) * L_2 + \left(\frac{L_2}{D} + 1 \right) * L_1 (m)$$

L_c=	66	m
L_T=	85.2	m
Área=	72	M²

Figura 27. Configuración inicial

Fuente: Autor (2022).

CÁLCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA		
$R_g = \rho * \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20 * A}} * \left(1 + \frac{1}{1 + h * \sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (52)$		
$R_g =$	1.0534	Ohm

Figura 28. Cálculo de la resistencia de puesta a tierra
Fuente: Autor (2022).

CÁLCULO MÁXIMO POTENCIAL DE TIERRA (GPR)				
$I_G =$	$Df * Sf * 3 * I_o$	(A)	Sf	0,6
$I_G =$	198	A	Df	1
Ver Tabla 10				
$GPR = I_G * R_G$	(V)			
GPR=	208.58	V		
Vcontacto=	532.46	V	Tolerable	
Vcontacto < GPR				

Figura 29. Cálculo máximo potencial de tierra (GPR)
Fuente: Autor (2022).

CÁLCULO DE TENSIÓN DE MALLA EN CASO DE FALLA			
$h =$	0.4	Profundidad de enterramiento de los conductores (m)	
$D =$	3	lado de la cuadrícula o espaciamiento entre conductores(m)	
$L_1 =$	12	Largo de la malla (m)	
$L_2 =$	6	Ancho de la malla (m)	
Conductor calibre=	2/0	AWG	
$Ac =$	67.44	mm2	Sección transversal del conductor
$d =$	0.011	m	Diámetro conductor
$K_{ii} =$	1	Para mallas con electrodos de varilla a lo largo del perímetro, en las esquinas o dentro de la malla	
$L_p = (L_1 + L_2) * 2$	(m)	Para mallas cuadradas o rectangulares	
$L_p =$	36	m	
$n =$	Factor de geometría		
$n =$	$n_a * n_b * n_c * n_d$		

(84)

Figura 30. Cálculo de tensión de malla en caso de falla
Fuente: Autor (2022).

$$n_a = \frac{2 * L_c}{L_p} \quad n_a = 3.667 \quad (85)$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 * \sqrt{A}}} \quad n_b = 1.030 \quad (86)$$

$$n_c = \left(\frac{L_1 * L_2}{A} \right)^{\left(\frac{0.7 * A}{L_1 * L_2} \right)} \quad n_c = 1.0 \quad (87)$$

$n_c =$	$n_d =$	1	Para mallas rectangular o cuadrada; entonces:
$n =$	3.776		
$K_i =$	0.644+0.148 * n		
$K_i =$	1.203		

Factor de corrección (89)

$$K_h = \sqrt{1 + h} \quad (83)$$

$K_h =$	1.183
---------	-------

Figura 31. Cálculo de tensión de malla en caso de falla-1

Fuente: Autor (2022).

$$K_m = \frac{1}{2\pi} * \left[\ln \left[\frac{D^2}{16 * h * d} + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * d} - \frac{h}{4 * d} \right] + \frac{K_{it}}{K_h} * \ln \left[\frac{8}{\pi * (2 * n - 1)} \right] \right] \quad (81)$$

$K_m =$	0.6989	Factor Geométrico
---------	--------	-------------------

$$V_{malla} = \frac{\rho * I_G * K_M * K_i}{Lc + \left[1.55 + 1.22 * \left(\frac{Lv}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] * N * Lv}$$

$V_{malla} =$	29.31	V
---------------	-------	---

$V_{contacto\ tolerable} =$	532.46	V	Tolerable
-----------------------------	--------	---	-----------

$V_{malla} < V_{contacto\ Tolerable}$	CUMPLE
---------------------------------------	--------

Figura 32. Verificación del sistema de puesta a tierra si cumple

Fuente: Autor (2022).

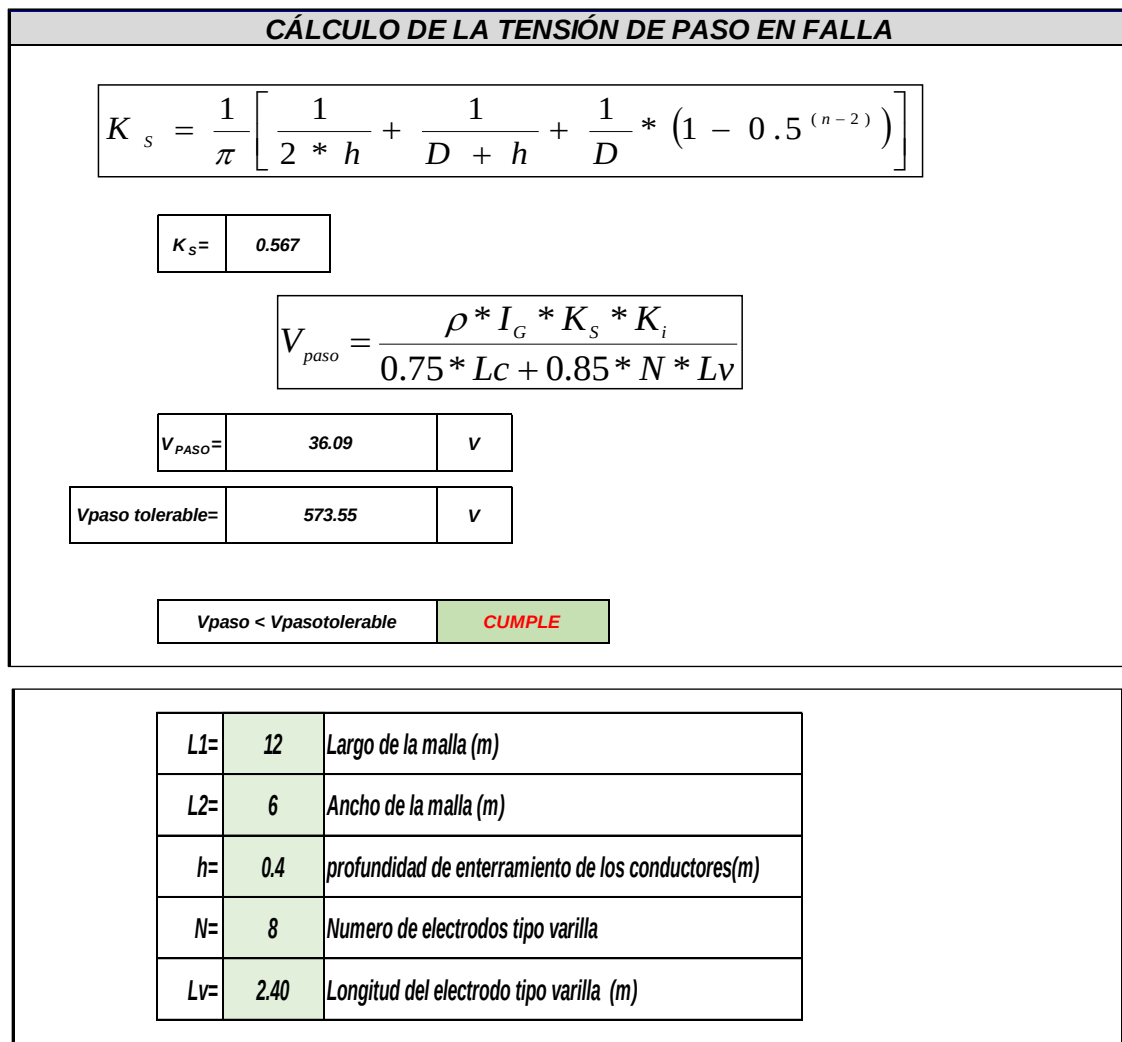


Figura 33. Cálculo de la tensión de paso en falla

Fuente: Autor (2022).

El anterior procedimiento se utilizó para el diseño del SPT de las subestaciones proyectadas para la red de distribución de este proyecto, con el fin de garantizar y cumplir con todos los parámetros establecidos en la norma, brindando así más seguridad a las diferentes subestaciones ya sea tipo poste o pedestal.

7.4 Cálculos de cortocircuito y coordinación de protecciones en los transformadores

7.4.1 Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Los valores de cortocircuitos presentados en la Tabla 3, estos fueron suministrados por el operador de red AFINIA E.S.P.

SISTEMA TRIFÁSICO**SISTEMA MONOFÁSICO**

Scc (MVA)	69.960	Scc (MVA)	17.110
Icc (kA)	2.930	Icc (kA)	2.150
R (ohm)	1.220	Ro (ohm)	1.170
X(ohm)	2.740	Xo (ohm)	6.230

Tabla 3. Datos de Cortocircuito
Fuente: AFINIA E.S.O, GRUPO EPM (2022).

Los transformadores de distribución se deben proteger contra sobretensiones por descargas y contra sobrecorrientes por fallas, para lo cual se instalarán para los transformadores trifásicos tres (3) pararrayos de 12 KV, 10 KA, de tipo polimérico instalados lo más cerca posible de los bujes del transformador (Art. 7 y numeral 30.3 del RETIE) y tres cortacircuitos de 15 KV, 10KA, 100A, con fusibles de 15 KV tipo dual (SR) y/o tipo K. Se efectúa el estudio del tipo de fusible idóneo para la protección requerida mediante la NTC 2797 en el numeral 3.4.3. el cual expone:

“la selección del fusible se efectúa superponiendo a la curva característica de corriente - tiempo de fusión mínima del fusible, la curva de capacidad térmica, mecánica y de sobrecarga del transformador, seleccionando aquel fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión quede totalmente a la izquierda de la curva de capacidad térmica”

Sin embargo, solo se debe tener en cuenta la característica de soporte térmico, para transformadores de categoría I (de 5 a 500 kVA).

7.4.2 Condiciones generales.

Para poder determinar los valores nominales de un fusible para un punto específico del sistema se tienen en cuenta los siguientes parámetros:

- Corriente de carga.
- Tensión del sistema.
- Relación X/R y máxima corriente de falla posible en el punto de aplicación.

7.4.3 Selección de la corriente nominal.

“La corriente nominal del fusible debe ser mayor o igual a la máxima corriente de carga continua que éste requiere para conducir. Para la determinación de la corriente de carga del circuito

se debe tener en cuenta la corriente de sobrecarga y las corrientes transitorias como son la corriente de conexión del transformador (corriente de Inrush)". (Cens-Grupo EMP, 2020)

7.4.4 Selección de la tensión nominal.

La tensión adecuada del fusible se determina con base en las siguientes características del sistema:

- Tensión máxima del sistema fase-fase o fase-tierra.
- Sistema de puesta a tierra.
- Si el circuito es monofásico o trifásico.

Para sistemas trifásicos sólidamente puestos a tierra se debe tener en cuenta los siguientes:

- Para cargas monofásicas en líneas en derivación, la tensión nominal máxima del fusible debe ser mayor o igual al máximo valor fase-tierra del sistema.(Cens-Grupo EMP, 2020)
- Para aplicaciones trifásicas, la tensión nominal se debe basar en la tensión fase-fase del sistema.

7.4.5 Características de soporte térmico, mecánico y de sobrecarga.

El aumento de temperatura provocado por este tipo de avería es aceptable; sin embargo, los efectos mecánicos son intolerables si tienden a repetirse, debido al efecto acumulativo de los fenómenos de compresión del material aislante. El daño causado por este tipo de fenómenos depende de su duración y frecuencia.(NTC 2797-Guía Para La Selección de Fusibles Para Transformadores de Distribución, n.d.)

Cada transformador posee una característica de soporte térmico y mecánico y se definen por los siguientes tres segmentos:

- Capacidad de soporte mecánico en caso de cortocircuito (segmento 1-2 de la figura 35).
- Línea de transición (segmento 2 – 3 de la figura 35).
- Capacidad de soporte térmico en caso de cortocircuito (segmento 3 – 4 de la figura 35).

La característica de la capacidad térmica limita la temperatura de los devanados del transformador, suponiendo que el calor total almacenado en caso de cortocircuito es de 200°C para el aluminio y

250°C para conductor de cobre. (NTC 2797-Guía Para La Selección de Fusibles Para Transformadores de Distribución, n.d.)

Esta condición satisface la ecuación, asumiendo que la temperatura ambiente máxima es de 30°C en promedio y una temperatura máxima de operación de 110°.

$$I^2t = 1250$$

Dónde:

I = corriente simétrica de cortocircuito en valor por unidad.

t = duración en segundos

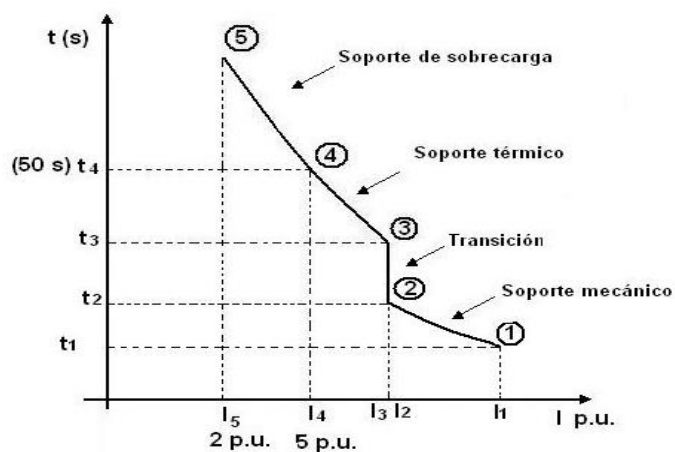


Figura 34. Características de soporte mecánico, térmico y de sobrecarga

Fuente: Guía para la selección de fusibles. p. 12 NTC 2797

La curva característica de capacidad térmica típica de categoría se da por los puntos la tabla 4.

Corriente (A)	Tiempo (s)
111.8 I_n	0.1
25 I_n	2.0
11.3 I_n	10.0
6.3 I_n	30
4.75 I_n	60
3.0 I_n	300
2.0 I_n	1800

Tabla 4. Capacidad térmica para un transformador categoría I

Fuente: Guía para la selección de fusibles. p. 4 NTC 2797

Para los transformadores de las categorías II, III y IV, cambia un poco según la corriente y la impedancia del transformador y del tipo de conexión.

Con el propósito de cubrir todo el intervalo posible de sobrecarga, soporte mecánico y térmico de cortocircuito, se incluye a continuación la característica de soporte de sobrecarga (segmento 4-5 de la figura 34).

La selección del fusible se realiza superponiendo la curva característica de corriente-tiempo de fusión mínima del fusible, la capacidad térmica, mecánica y de sobrecarga del transformador, seleccionando un fusible cuya curva de máximo tiempo de fusión esté totalmente alineada a la izquierda de la curva de capacidad térmica. (Ver figuras 32 y 36).

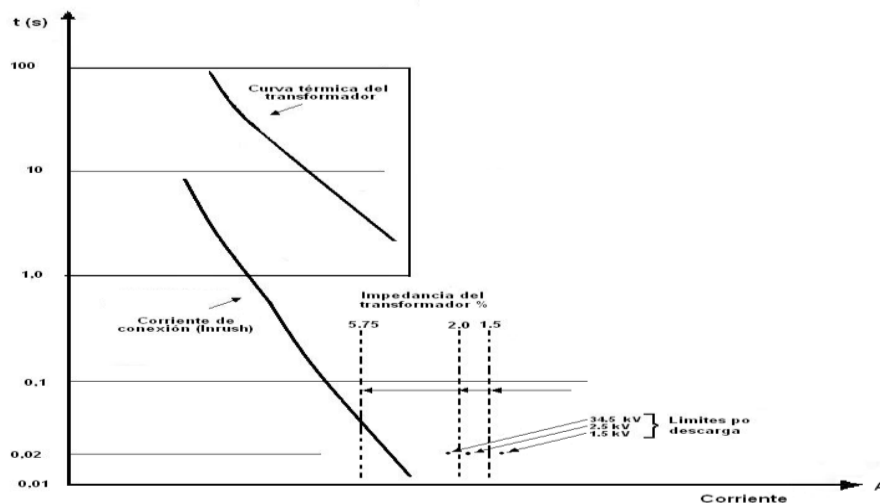


Figura 35. Curva térmica de un transformador y curva de corriente de conexión (inrush).

Fuente: Guía para la selección de fusibles. p. 13 NTC 2797

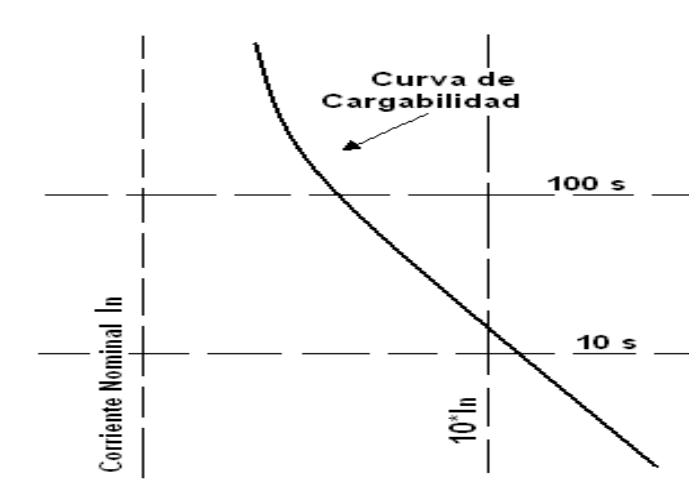


Figura 36. Curva de cargabilidad de un transformador.

Fuente: Guía para la selección de fusibles. p. 14 NTC 2797

7.4.6 Protección contra corriente de cortocircuito del transformador

El tiempo de respuesta del fusible utilizado para interrumpir la corriente simétrica de cortocircuito, se calcula de acuerdo con la impedancia, esta debe ser menor que el tiempo que soporta en cortocircuito el transformador.

Esta determinación de la resistencia a soportar la corriente de conmutación del transformador se realizó como se describe en la Tabla 5. Cuando se energiza un transformador, se produce una corriente de excitación cuyo tamaño está determinado por la corriente residual del núcleo y el punto de conexión en la curva de voltaje. Se forma una curva definida por los siguientes puntos:

Corriente (A)	Tiempo (s)
25 In	0.01
12 In	0.1
6 In	1.0
3 In	10.0

Tabla 5. Capacidad para soportar corriente de conexión de un transformador
Fuente: Guía para la selección de fusibles. p. 5 NTC 2797

La curva de corriente-tiempo mínima debe ubicarse en toda su longitud, a la derecha de la curva de corriente de conexión del transformador.

A continuación, se presenta un ejemplo de la selección de la protección para un transformador monofásico de 25 kVA, y por último se presenta un resumen de la elección de fusibles para los transformadores que se requiera:

Ejemplo: Se realiza el cálculo del fusible del primario del transformador de 25kVA

Inicialmente hallamos In que circula por el devanado primario con la siguiente ecuación:

$$I_n = \frac{S}{V_{LL}}$$

Dónde:

- S= Potencia nominal (kVA) = 25kVA
- VLL = Voltaje línea a línea del sistema = 13,2 kV

Reemplazado los valores correspondientes se obtiene la corriente nominal.

- In= 1,89 A. (Trafo 25kVA)

En la figura (37) se evidencia las curvas de carga térmica, corriente transitoria y sobretensión inducida por descarga para un transformador categoría I.

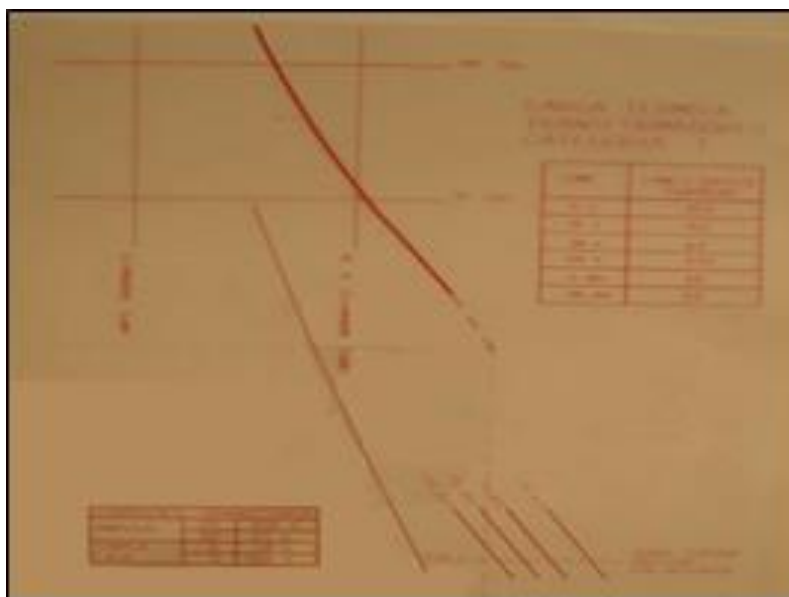


Figura 37. Curva de carga térmica, corriente transitoria y sobretensión inducida para un transformador categoría I.

Fuente: ANSI/IEEE C57.91

Estas curvas se superponen a las características de fusión de los fusibles utilizados y se debe realizar lo siguiente:

- Coloque la línea vertical de referencia “amperes nominales” en la coordenada de la correspondiente a la corriente nominal (corriente primaria) del transformador. Hacer coincidir las líneas horizontales de 100 y 10 segundos con las líneas de 100 y 10 segundos en el papel de registros (curvas de fusión).
- La curva del fusible ubicada al lado inferior o izquierda de la curva de carga del transformador y en el lado derecho de la curva de conexión del transformador y la intersección de la tensión primaria del transformador.

La figura (38) muestra el valor apropiado para este ejemplo de transformador monofásico, aquí se encontró que el fusible requerido es el 5.0 A tipo K para 25kVA, seleccionado de la norma técnica EPM (RA8-005), como se observa en la tabla de la figura 30. (EPM. S.A E.S.P, 2019).

El cálculo para la selección de fusibles se sigue teniendo en cuenta la norma NTC 2797.

FUSIBLES DE EXPULSIÓN TIPO K PARA LA PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES MONOFÁSICOS Y TRIFÁSICOS.			
TRANSFORMADOR MONOFÁSICO 7620 V		TRANSFORMADOR TRIFÁSICO 13200 V	
KVA	Capacidad (A) Fusible K	KVA	Tipo de conexión D - yg
			Capacidad (A) Fusible K
3	0.5	15	1.0
5	1.0	30	2.0
10	2.0	45	3.0
15	3.0	75	5.0
25	5.0	112.5	7.0
37.5	7.0	150	10.0
50	10.0		
75	15.0		
100	20.0		

Figura 38. Fusibles tipo K para instalar en sistemas monofásicos y trifásicos, fusible requerido en el primario de transformador de 25kVA 13.2 KV/ 240-120 V

Fuente: EPM Normas Técnicas RA8-005

Para el caso de un transformador trifásico se realizó el siguiente ejercicio, con el estudio de cortocircuito y falla a tierra se revisó la máxima corriente de cortocircuito esperada en los nodos de conexión del diseño, donde se proyecta utilizar cortacircuitos o seccionadores de fusibles; los cuales se utilizan principalmente para proteger los equipos ante posibles fallas de sobrecorrientes que pueden ocurrir en los transformadores, bancos de capacitores, cables y líneas de distribución secundaria con capacidad nominal de 100A y, opcionalmente hasta 200-A.



Figura 39. Cortacircuito Dielco

Fuente: <https://www.dielco.com>

A continuación, se presentan las tablas de los cálculos de coordinación de protecciones para el transformador TFPD-33 de capacidad de 112,5 kVA contemplado en el diseño:

COORDINACION DE PROTECCIONES SEGÚN NTC 2797

CAPACIDAD TRANSFORMADOR	=	112,5	kVA		
TENSION NOMINAL	=	13200	/	220	V
CORRIENTE NOMINAL $I_l = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	4,92	A	de línea	If =de fase 2,84 A
RELACION DE TRANSFORMACION	a	60			
CORRIENTE NOMINAL b $I_s = \frac{S}{V * \sqrt{3}}$	=	295	A		

Debido a que este transformador pertenece a la categoría 1 (NTC 2797), solamente tiene las curvas características de soporte térmico y de sobrecarga, las cuales se indican en las Tablas

Tiempo en segundos	Corriente en Amperios
3600	5.74
7200	4.94
14400	4.26
28800	3.78
86400	3.30

Tabla 6. Curva de sobrecarga del transformador trifásico de 112,5 kVA
Fuente: Propia (2022)

Tiempo en segundos	Corriente en Amperios
2	71.02
10	32.10
30	17.90
60	13.49
300	8.52
1800	5.68

Tabla 7. Curva de capacidad térmica del transformador trifásico de 112,5 kVA
Fuente: Propia (2022)

Tiempo en segundos	Corriente en Amperios
0.01	71.02
0.1	34.09
1	17.05
10	8.52

Tabla 8. Curva de corriente de conexión del transformador trifásico de 112,5 kVA
Fuente: Propia (2022)

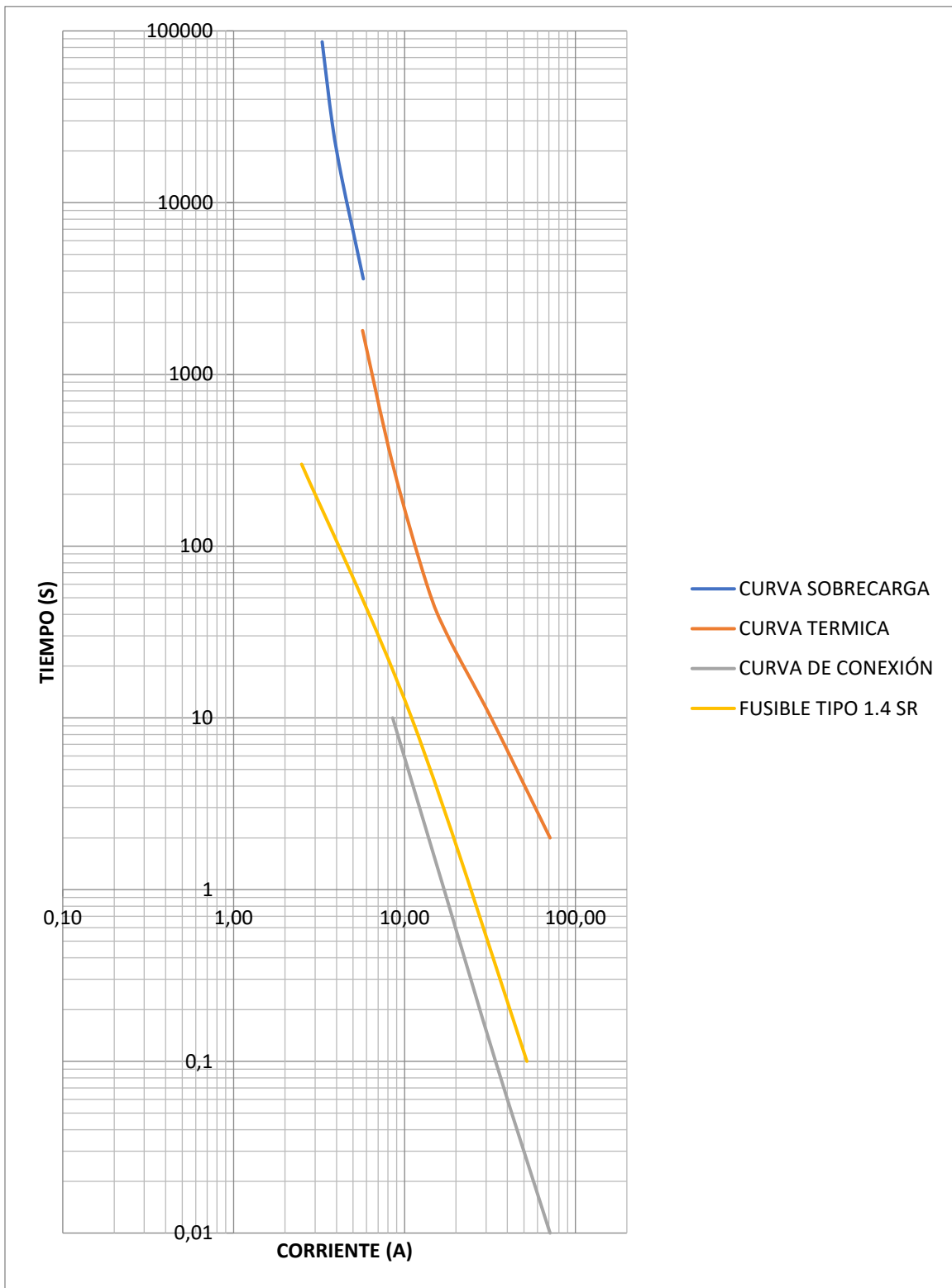


Figura 40. Curva de coordinación de protecciones- Transformador TFPD 33- Capacidad de 112,5 kVA
Fuente: Autor (2022).

De acuerdo a la figura 40 se propone el fusible 4H para la protección del transformador, porque la curva característica del fusible está en el lado izquierdo de la curva de capacidad térmica y en el lado derecho de la curva de conmutación al igual que la curva de sobrecarga. Después de 100 segundos el fusible interrumpe la curva térmica correspondiente a la corriente de **8.52 A**, lo que garantiza la protección del transformador contra sobrecargas. (Robert Capella, 2003). (NTC 2797-Guía Para La Selección de Fusibles Para Transformadores de Distribución, n.d.)

Gracias a la metodología utilizada en el desarrollo de este capítulo se logró diseñar las subestaciones en MT para la red de distribución subterránea del municipio de Mompox – Bolívar, esta cuenta con una carga total instalada de 245 MVA, distribuida en treinta y tres (33) transformadores trifásicos y dos (2) transformadores monofásicos distribuidos por en las siguientes capacidades:

- Dos (2) transformadores monofásicos de 25 KVA.
- Dos (2) transformadores trifásicos de 30 KVA.
- Siete (7) transformadores trifásicos de 45 KVA.
- Dieciocho (18) transformadores trifásicos de 75 KVA.
- Cuatro (4) transformadores trifásicos de 112.5 KVA.

Con lo anterior se puede concluir que los centros de transformación cumplen y subsanan el presente proyecto. Una de las ventajas a resaltar es que la reubicación de los transformadores existente a nuevos centros de cargas, brindara una gran ventaja y una mejor distribución de cargas en la nueva red de distribución y mejora la regulación de la red.

También se realizó una muestra del valor apropiado para un transformador monofásico de 25 KVA donde se encontró que el fusible requerido es el 5.0 A tipo K, garantizando su protección en caso de una sobrecorriente o sobretensión. Seleccionado de la norma técnica EPM (RA8-005), como se observa en la tabla de la figura 30. (EPM. S.A E.S.P, 2019).

8. Memorias de cálculos de la red de distribución subterránea

8.1 Memoria descriptiva.

El presente diseño se ajusta a lo establecido en la Norma Técnica colombiana (NTC 2050), y Reglamento Técnico de Redes Eléctricas (RETIE), consta de:

- Centros de transformación con subestaciones tipo poste y tipo pedestal
- Redes eléctricas de distribución subterráneas de media tensión

8.2 Emplazamiento.

En la tabla 9 contiene la localización geográfica del proyecto.

Departamento	Bolívar
Municipio	Mompox
Localidad	Cra 2 (Desde la ClI 14 hasta la entrada principal)
Zona	Urbana

Tabla 9. Emplazamiento del proyecto

Fuente: Autor (2022).

8.3 Descripción del diseño.

La red de distribución en MT del presente diseño, se llevó a cabo para una nueva distribución eléctrica en MT en redes subterráneas en la Cra 2 “Calle del medio”, dando un impacto visual y social al Municipio de Mompox - Bolívar.

Fue necesario conocer las distancias y potencias proyectadas a transportar, entre otros parámetros para realizar los cálculos eléctricos; lo que hizo necesario el diseño del plano de distribución en el software AutoCAD, y también se tuvo en cuenta para realizar el levantamiento físico y/o geográfico en el área a intervenir.

8.3.1 Levantamiento del área de diseño.

Unos de los primeros pasos para la elaboración de este diseño fue la recolección de información en el área a intervenir entre los cuales nos entregó como resultados los siguientes datos:

- Ubicación y clasificación de las redes existentes según su nivel de tensión.
- Cantidad y potencia de los transformadores existen en el área de intervención.
- Tipos de estructuras por apoyos.
- Distancia de los puntos de afloramientos hacia las subestaciones.
- Identificación y ubicación de usuarios particulares.

8.3.2 *Elaboración del plano proyectado.*

Como segundo paso, se elaboró un plano donde se proyecta los tramos de las redes de media tensión subterráneas y las distancias de estas hacia las subestaciones correspondientes, las cuales serán tipo poste y tipo pedestal. También se tuvo en cuenta algunos detalles como:

- Ubicación de los postes para las subestaciones aéreas.
- Ubicación de las subestaciones tipo pedestal.
- Recorrido de los ductos y redes de MT subterráneas.
- Puntos de afloramientos de MT.

8.3.3 *Instalación de media tensión (MT).*

El diseño de la red de MT subterránea cuenta con una carga total instalada de 2.45 MVA, distribuidos en treinta y tres (33) transformadores trifásicos y dos (2) transformadores monofásicos, distribuidos por capacidades; dos (2) transformadores de 25 kVA, dos (2) transformadores de 30 kVA, siete (7) transformadores de 45 kVA, dieciocho (18) transformadores de 75 kVA y cuatro (4) transformadores de 112.5 kVA.

Con el diseño de la nueva red de MT subterránea, se proyecta conectar a los circuitos de **Santa Barbara** y **San Francisco**. Estos son circuitos aledaños al sector objeto de este proyecto, los cuales cuentan con una tensión nominal de 13.2 KV.

8.4 Diseño de la red subterránea de media tensión.

En el diseño de la red de distribución subterránea de MT, se realizó inicialmente un recorrido al área a intervenir, con el fin de ver el sistema de distribución de media tensión existente e identificar los Usuarios particulares y puntos críticos en la Carrera 2 Calle del Medio del Municipio de Mompox - Bolívar.

También se pudo identificar los circuitos de media tensión existentes, los cuales tienen como nombre: CT1_MT (Santa Bárbara) y CT2_MT (San Francisco). Con esta información se procede a realizar el diseño de la red de distribución de MT subterránea en AutoCAD; también, se realiza la

ubicación de las subestaciones eléctricas a partir de la información recolectada de las redes existentes. Además, se realizó las memorias de cálculos de la red de distribución subterránea en MT en la Carrera 2 “Calle del Medio” del Centro Histórico de Mompox – Bolívar.

Para este diseño se proyectó emplear transformadores tipo pedestal y transformadores tipo poste, ya que en un principio se propuso la opción de transformadores semi-sumergibles, pero esta propuesta decae luego de reuniones con el Operador de Red donde ellos manifiestan la no conformidad, puesto que por el nivel freático que presenta el Municipio de Mompox - Bolívar; este tipo de transformadores necesitarían un sistema de mantenimiento con mayor frecuencia generando así mayores gastos al Operador de Red.

8.5 Cálculos justificativos.

Con la finalidad de garantizar que el presente diseño cumpla con los parámetros establecidos en el RETIE y la NTC 2050 se realizaron los cálculos eléctricos utilizando Excel, teniendo en cuenta las características de la red de distribución.

8.5.1 Regulación de tensión.

Según la metodología descrita en el inciso 2.4 del capítulo 2 “Parámetros de diseño” Norma, la regulación de voltaje se calcula según la fórmula:

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

Ecuación 4. Regulación de tensión

Donde:

F_c: Factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito, como se indica en la tabla 10.

M: Momento eléctrico. Se calcula como el producto de la potencia aparente en kVA y longitud del tramo en metros (m).

V_L: Voltaje de línea (V)

K_G: Constante de regulación generalizada del conductor y se calcula como:

$$K_G = KG * 100$$

Ecuación 5. Constante de regulación generalizada del conductor

En la cual:

$$KG = (r \cos_{\varphi} + XL \sin_{\varphi})$$

Ecuación 6. Constante de regulación

Donde:

r: Resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/km)

φ : Ángulo del factor de potencia de la carga

XL: Reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/km)

8.5.2 Factores de corrección.

Los valores de la constante KG obtenidos en el numeral 2.4.1 de la norma están dados para sistemas tetrafilares balanceados en baja tensión. Para otras conexiones se debe multiplicar el valor obtenido por los factores indicados a continuación:

Tipo de Subestación	Tipo de red		
	Monofásica (FN)	bifilar (FF)	Trifilar (FFN)
Monofásica.	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Tabla 10. Factores de Corrección.

Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

8.5.3 Constantes de regulación.

Como los valores de las constantes de regulación se obtuvieron a partir de la **Tabla 11** y de la **Tabla 12**. Empleando un factor de potencia de 0,9 y un nivel de tensión de 13200 V como se indica en el cuadro 2 y 3 respectivamente. (Cens-Grupo EMP, 2020)

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

Tabla 11. Constantes de regulación K_G para cables de aluminio ACSR desnudo

Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

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	120.45	132.5	137.91						
4	78.18	85.09	87.98						
2	51.43	55.14	56.48	56.91	60.02	60.88			
1/0	35.33	37.03	37.39	39.23	40.25	40.08	40.15	40.92	40.56
2/0	29.33	30.3566	30.39	32.75	33.11	32.64	33.65	33.76	33.11
3/0	24.49	24.9789	24.76	27.58	27.43	26.72	28.45	28.06	27.18
4/0	20.60	20.6675	20.26	23.40	22.86	21.98	25.14	24.12	22.89
250 MCM	18.04	17.94	17.48	20.47	19.82	18.95	22.18	21.07	19.84

Tabla 12. Constantes de regulación K_G para cables de cobre suave aislado

Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

8.5.4 Momento eléctrico.

El momento eléctrico (ME) se calcula según la ecuación:

$$ME = S * L(KVA * m)$$

Ecuación 7. Momento Eléctrico

Dónde:

- **S**= Potencia aparente de envío en cada tramo de la red en KVA.
- **L**= Longitud de cada tramo de la red en metros.

La norma establece que los límites de regulación de Voltage:

Nivel de tensión	Área	Límites de regulación de voltaje
Circuitos de baja tensión	Zona urbana	3%
	Zona Rural	3%
	Alumbrado público	3%
	Acometidas	2%
Circuitos de media tensión	Para expansión de redes derivadas de un circuito alimentador principal	Menor o igual al 1 % a partir del barraje de la subestación de distribución
	Para acometidas de uso exclusivo	Menor o igual al 0.03% a partir del punto de conexión

Tabla 13. Límites de regulación de voltaje

Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

A continuación, se describe la metodología para el cálculo de regulación en el tramo inicial, aplicando las fórmulas antes descritas. (Cens-Grupo EMP, 2020)

En el circuito de **Santa Bárbara** para el tramo del poste **PSB-01** hasta el **Nodo 01**, se tiene una distancia de 91.7 metros con una carga proyectada de 1267,5 kVA. Para calibre 4/0 se tiene un Kg de 26.6, un nivel de tensión de 13200 V, se calcula el momento eléctrico con la ecuación 7, con un factor de corrección de 1.

$$\%R = 1 \frac{26.6}{13200^2} (1267,5 * 91,7) = 0.01778400$$

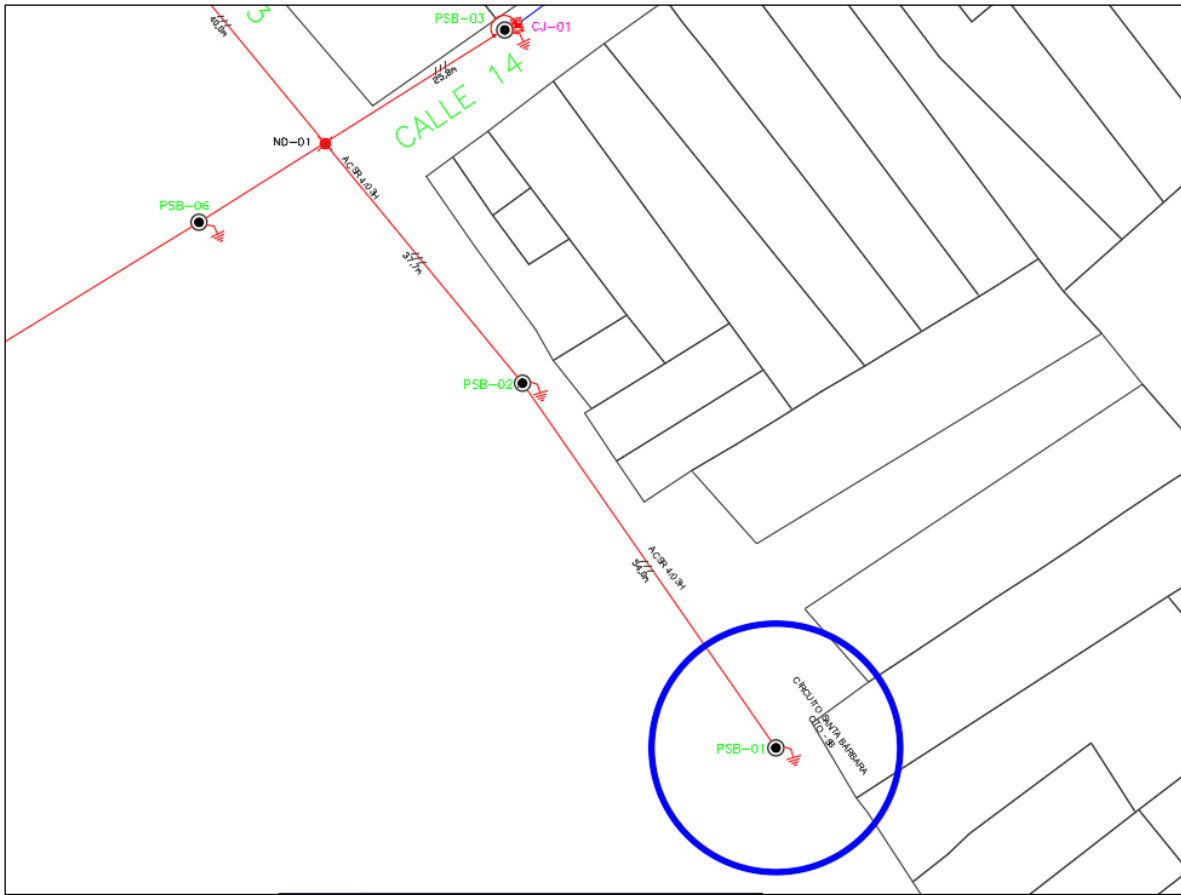


Figura 41. Ubicación del tramo del poste PSB-01 hasta el Nodo 01 para regulación en media tensión
Fuente: Autor (2022).

El porcentaje de regulación obtenido cumple con los porcentajes establecidos dentro de la normativa existente, en la figura 41 se observa el tramo para los respectivos cálculos.

8.5.4 Pérdidas máximas de potencia.

Las pérdidas de potencia del sistema, son datos importantes a tener en cuenta (Ver Tablas N° 22 norma CENS), ya que a mediano y largo plazo pueden implicar altos costos para la empresa de energía.

Mediante la siguiente ecuación se obtiene las pérdidas de potencia activa:

$$PL\% = \frac{r M}{V_L^2 \cos \phi} * 100$$

Ecuación 8. Pérdidas máximas de potencia.

Dónde:

- **P** = Pérdidas de potencia en cada tramo de la red en KW.

- **M** = Momento eléctrico en kVA*m
- **r** = Resistencia por unidad de longitud en Ohm/km.
- ϕ = Ángulo del factor de potencia de la carga
- **VL** = Tensión de línea en voltios

Para otros sistemas diferentes al trifásico se debe multiplicar la ecuación 8 de pérdidas de potencia por los factores de corrección de la sección 2.4.2. del capítulo 2 de la norma CENS.

8.5.5 Límites de pérdida de potencia.

Las pérdidas técnicas máximas permitidas de acuerdo al tipo de instalación son:

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de distribución (M.T).	1 %
Redes de baja tensión.	2,35 %
Transformadores.	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954- última actualización.

Tabla 14. Valores máximos de porcentajes de pérdidas de potencia

Fuente: Norma CENS Capítulo 2- Parámetros de diseño (2020).

Para el caso del cálculo de las pérdidas de potencia en el mismo tramo tomado como ejemplo del circuito de Santa Bárbara se procede a obtener los valores de resistencia del conductor empleado tomados de las tablas de Centelsa, en este caso para ACSR 4/0 es de 0.27 Ohm/km. Reemplazando valores en la siguiente **ecuación 9** se tiene:

$$PL\% = \frac{0,27 * (1267,5 * 91,7)}{13200^2 * 0.90} * 100 = 0.02001201$$

El porcentaje de pérdidas de potencia obtenido cumple con los porcentajes establecidos dentro de la normativa existente.

En la Tabla 15-16. Se realizó los cálculos de la capacidad de corriente de los conductores seleccionados, regulación de tensión y perdidas de potencia, para los circuitos correspondientes con una tensión de 13.2 KV para un sistema trifásico, con un porcentaje de regulación máxima del **2%** y un factor de potencia de **0.9**. La demanda máxima de este circuito es de **2.45 MV**.

Regulación, pérdidas de potencia y ocupación de ductos red de distribución en B.T. Circuito San Fernando																	
Alimentador	Factor de potencia	Demanda máxima (VA)	Tensión (V)	Capacidad de corriente				Regulación de Tensión					Pérdidas de Potencia				Tipo de Red
				Corriente por fase (A)	Calibre conductor	Tipo de Conductor	Capacidad de Corriente Corregida (60°c)	Constante Kg	Longitud Conductor (m)	Momento eléctrico (kVA*m)	Factor de Corrección	% Regulación de Tensión Parcial	% Regulación de Tensión Alimentador	Resistencia por kilómetro (Ω/km)	% Pérdidas de Potencia	% Pérdidas de Potencia Acumulado Alimentador	
PSF-01 ; PSF-02	0.9	1122500	13200	49.10	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	60	67350	1	0.010305045	0.010305045	0.27	0.01159607	0.011596074	Aérea
PSF-02 ; PSF-03	0.9	1122500	13200	49.10	1/0	Cu aislado	175	40.25	134.4	150864	1	0.034850069	0.045155114	0.537	0.0516618	0.063257874	Subterránea
PSF-03 ; ND-05	0.9	1122500	13200	49.10	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	143.4	160966.5	1	0.024629057	0.069784171	0.27	0.02771462	0.090972492	Aérea
ND-05 ; PSF-06	0.9	210000	13200	9.19	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	31.4	6594	1	0.00100893	0.070793101	0.27	0.00113533	0.092107823	Aérea
PSF-06 ; CJ-43	0.9	210000	13200	9.19	1/0	Cu aislado	175	40.25	110.2	23142	1	0.005345876	0.076138977	0.537	0.00792474	0.100032559	Subterránea
CJ-43 ; TFP 19	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	675	1	0.000155927	0.076294905	0.537	0.00023115	0.100263705	Subterránea
CJ-43 ; CJ-45	0.9	165000	13200	7.22	1/0	Cu aislado	175	40.25	30	4950	1	0.001143466	0.077282443	0.537	0.00169508	0.101727634	Subterránea
CJ-45 ; TFP 18	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	1125	1	0.000259879	0.077542322	0.537	0.00038524	0.102112879	Subterránea
CJ-45 ; TFP 20	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	675	1	0.000155927	0.077438371	0.537	0.00023115	0.101958781	Subterránea
CJ-45 ; TFPD-21	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	82	3690	1	0.000852402	0.078134845	0.537	0.0012636	0.102991236	Subterránea
ND-05 ; ND-06	0.9	912500	13200	39.91	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	174	158775	1	0.024293741	0.094077912	0.27	0.02733729	0.118309785	Aérea
ND-06 ; PSF-14	0.9	100000	13200	4.37	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	34	3400	1	0.000520225	0.094598137	0.27	0.0005854	0.118895185	Aérea
PSF-14 ; CJ-50	0.9	100000	13200	4.37	1/0	Cu aislado	175	40.25	123.3	12330	1	0.00284827	0.097446407	0.537	0.00422228	0.123117464	Subterránea
CJ-50 ; TFP 22	0.9	25000	13200	1.89	1/0	Cu aislado	175	40.25	14	350	1.732	0.000140034	0.097586441	0.537	0.00011985	0.123237318	Subterránea
CJ-50 ; TFP 23	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	14	1050	1	0.000242553	0.09768896	0.537	0.00035956	0.123477026	Subterránea
ND-06 ; ND-07	0.9	812500	13200	35.54	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	173.6	141050	1	0.021581686	0.115659598	0.27	0.02428547	0.142595254	Aérea
ND-07 ; PSF-22	0.9	105000	13200	4.59	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	34.9	3664.5	1	0.000560695	0.116220294	0.27	0.00063094	0.143226194	Aérea
PSF-22 ; CJ-61	0.9	105000	13200	4.59	1/0	Cu aislado	175	40.25	91	9555	1	0.002207236	0.118427529	0.537	0.00327201	0.146498204	Subterránea
CJ-61 ; TFP 25	0.9	30000	13200	1.31	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	450	1	0.000103951	0.118531481	0.537	0.0001541	0.146652301	Subterránea
CJ-61 ; TFP 26	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	18	1350	1	0.000311854	0.118739384	0.537	0.00046229	0.146960497	Subterránea
ND-07 ; ND-08	0.9	707500	13200	30.95	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	180	127350	1	0.019485486	0.135145084	0.27	0.02192665	0.164521907	Aérea
ND-08 ; PSF-32	0.9	150000	13200	6.56	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	22.9	3435	1	0.00052558	0.135670664	0.27	0.00059143	0.165113332	Aérea
PSF-32 ; CJ-64	0.9	150000	13200	6.56	1/0	Cu aislado	175	40.25	116.3	17445	1	0.004029851	0.139700515	0.537	0.00597386	0.17108719	Subterránea
CJ-64 ; TFP34	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	1125	1	0.000259879	0.139960394	0.537	0.00038524	0.171472435	Subterránea
CJ-64 ; TFP35	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	101	7575	1	0.001749849	0.141450364	0.537	0.00259398	0.17368117	Subterránea
ND-08 ; ND-09	0.9	557500	13200	24.38	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	173.9	96949.25	1	0.014833947	0.149979031	0.27	0.01669236	0.181214271	Aérea
ND-09 ; PSF-41	0.9	75000	13200	3.28	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	10.4	780	1	0.000119346	0.150098377	0.27	0.0001343	0.181348568	Aérea
PSF-41 ; PSF-42	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	104.8	7860	1	0.001815685	0.151914062	0.537	0.00269157	0.184040143	Subterránea
ND-09 ; ND-10	0.9	482500	13200	21.10	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	128.8	62146	1	0.009508795	0.159487826	0.27	0.01070007	0.191914339	Aérea
ND-10 ; PSF-48	0.9	407500	13200	17.82	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	35.6	14507	1	0.002219678	0.161707503	0.27	0.00249776	0.194412101	Aérea
PSF-48 ; CJ-72	0.9	407500	13200	17.82	1/0	Cu aislado	175	40.25	71.3	29054.75	1	0.006711741	0.168419244	0.537	0.0099495	0.204361597	Subterránea
CJ-72 ; TFP 29	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	1125	1	0.000259879	0.168679123	0.537	0.00038524	0.204746841	Subterránea
CJ-72 ; PSF-50	0.9	332500	13200	14.54	1/0	Cu aislado	175	40.25	108.3	36009.75	1	0.008318368	0.176737612	0.537	0.01233116	0.216692759	Subterránea
PSF-50 ; PSF-52	0.9	332500	13200	14.54	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	102.5	34081.25	1	0.005214682	0.181952294	0.27	0.00586798	0.222560743	Aérea
PSF-52 ; TFP 36	0.9	45000	13200	1.97	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	3	135	1	2.0656E-05	0.18197295	0.27	2.3244E-05	0.222583987	Aérea
PSF-52 ; PSF-55	0.9	287500	13200	12.57	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	138	39675	1	0.006070566	0.18802286	0.27	0.0068311	0.229391838	Aérea
PSF-55 ; PSF-56	0.9	242500	13200	10.61	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	50.5	12246.25	1	0.001873766	0.189896626	0.27	0.00210851	0.231500352	Aérea
PSF-56 ; CJ-80	0.9	242500	13200	10.61	1/0	Cu aislado	175	40.25	14	3395	1	0.000784256	0.190680882	0.537	0.00116258	0.232662934	Subterránea
CJ-80 ; TFP 32	0.9	25000	13200	1.89	1/0	Cu aislado	175	40.25	28	700	1.732	0.000280068	0.19096095	0.537	0.00023971	0.232902642	Subterránea
CJ-80 ; CJ-85	0.9	217500	13200	9.51	1/0	Cu aislado	175	40.25	110	23925	1	0.005526752	0.196207634	0.537	0.00819287	0.2408558	Subterránea
CJ-85 ; TFPD-33	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	18	2025	1	0.000467782	0.196675416	0.537	0.00069344	0.241549241	Subterránea
CJ-85 ; TFPD-35	0.9	30000	13200	1.31	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	450	1	0.000103951	0.196311585	0.537	0.0001541	0.241009898	Subterránea
CJ-85 ; TFPD-36	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	12	900	1	0.000207903	0.196415537	0.537	0.0003082	0.241163996	Subterránea
PSF-55 ; CJ-78	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	13	585	1	0.000135137	0.188157997	0.537	0.00020033	0.229592165	Subterránea
CJ-78 ; TFP 31	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	110	4950	1	0.001143466	0.189301463	0.537	0.00169508	0.231287241	Subterránea
ND-10 ; PSF-64	0.9	75000	13200	3.28	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	170.5	12787.5	1	0.001956581	0.161444407	0.27	0.0022017	0.194116044	Aérea
PSF-64 ; PSF-65	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	90.6	6795	1	0.001569667	0.163014074	0.537	0.00232688	0.196442921	Subterránea
MÁXIMA PÉRDIDA POR REGULACIÓN DE TENSIÓN													0.1966754155	PÉRDIDAS		0.2415492405	

Tabla 15. Capacidad de corriente, Regulación de tensión y Pérdidas de potencia en M.T. Circuito San Francisco

Fuente: Autor (2022).

Regulación, pérdidas de potencia y ocupación de ductos red de distribución en B.T. Circuito Santa Bárbara																
				Capacidad de corriente				Regulación de Tensión					Pérdidas de Potencia			
Alimentador	Factor de potencia	Demanda máxima (VA)	Tensión (V)	Corriente por fase (A)	Calibre conductor	Tipo de Conductor	Capacidad de Corriente Corregida (60°C)	Constante Kg	Longitud Conductor (m)	Momento eléctrico (kVA*m)	% Regulación de Tensión Parcial	% Regulación de Tensión Alimentador	Resistencia por kilómetro (Ω/km)	% Pérdidas de Potencia	% Pérdidas de Potencia Acumulado Alimentador	Tipo de Red
PSB-01 ; ND-01	0.9	1267500	13200	55.44	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	91.7	116229.75	0.017784006	0.017784006	0.270	0.020012009	0.020012009	Aérea
ND-01 ; PSB-03	0.9	187500	13200	8.20	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	25.8	4837.5	0.000740173	0.018524179	0.270	0.000832903	0.020844912	Aérea
PSB-03 ; CJ-04	0.9	187500	13200	8.20	1/0	Cu aislado	175	40.25	127	23812.5	0.005500764	0.024024943	0.537	0.008154342	0.028999254	Subterránea
CJ-04;TFP 01	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	1125	0.000259879	0.024284821	0.537	0.000385244	0.029384498	Subterránea
CJ-04 ; PSB-05	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	28	3150	0.00072766	0.024752603	0.537	0.001078685	0.030077938	Subterránea
ND-01 ; ND-02	0.9	1080000	13200	47.24	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	201	217080	0.033214835	0.05099884	0.270	0.037376033	0.057388042	Aérea
ND-02 ; PSB-11	0.9	75000	13200	3.28	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	23.9	1792.5	0.000274266	0.051273106	0.270	0.000308626	0.057696668	Aérea
PSB-11 ; PSB-12	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	162.3	12172.5	0.002811887	0.054084993	0.537	0.004168345	0.061865014	Subterránea
ND-02 ; ND-03	0.9	1005000	13200	43.96	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	111.3	111856.5	0.017114866	0.068113707	0.270	0.019259039	0.076647082	Aérea
ND-03 ; PSB-17	0.9	232500	13200	10.17	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	23.9	5556.75	0.000850224	0.06896393	0.270	0.000956741	0.077603822	Aérea
PSB-17 ; CJ-14	0.9	232500	13200	10.17	1/0	Cu aislado	175	40.25	163	37897.5	0.008754444	0.077718374	0.537	0.012977603	0.090581425	Subterránea
CJ-14;TFP04	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	1125	0.000259879	0.077978253	0.537	0.000385244	0.09096667	Subterránea
CJ-14;CJ-16	0.9	157500	13200	6.89	1/0	Cu aislado	175	40.25	10	1575	0.00036383	0.078082204	0.537	0.000539342	0.091120767	Subterránea
CJ-16;TFP05	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	15	675	0.000155927	0.078238132	0.537	0.000231147	0.091351914	Subterránea
CJ-16;TFP06	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	24	2700	0.000623709	0.078705913	0.537	0.000924587	0.092045354	Subterránea
ND-03 ; ND-04	0.9	772500	13200	33.79	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	98.1	75782.25	0.011595241	0.079708947	0.270	0.013047908	0.08969499	Aérea
ND-04 ; PSB-26	0.9	75000	13200	3.28	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	17.8	1335	0.000204265	0.079913212	0.270	0.000229855	0.089924845	Aérea
PSB-26 ; TFP07	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	164.2	12315	0.002844805	0.082758017	0.537	0.004217143	0.094141988	Subterránea
ND-04 ; PSB-33	0.9	697500	13200	30.51	4/0	ACSR desnudo	355	26.66	137	95557.5	0.014620999	0.094329947	0.270	0.016452738	0.106147727	Aérea
PSB-33 ; CJ-27	0.9	697500	13200	30.51	1/0	Cu aislado	175	40.25	163	113692.5	0.026263333	0.12059328	0.537	0.038932808	0.145080535	Subterránea
CJ-27 ; CJ-35	0.9	465000	13200	20.34	1/0	Cu aislado	175	40.25	32	14880	0.003437328	0.124030608	0.537	0.0050955	0.150176036	Subterránea
CJ-35 ; TFPD11	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	225	5.19757E-05	0.124082583	0.537	7.70489E-05	0.150253085	Subterránea
CJ-35 ; TFPD12	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	562.5	0.000129939	0.124160547	0.537	0.000192622	0.150368658	Subterránea
CJ-35 ; CJ-36	0.9	307500	13200	13.45	1/0	Cu aislado	175	40.25	6	1845	0.000426201	0.124456809	0.537	0.000631801	0.150807837	Subterránea
CJ-36 ; TFPD13	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	375	8.66262E-05	0.124543435	0.537	0.000128415	0.150936252	Subterránea
CJ-36 ; TFPD14	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	562.5	0.000129939	0.124586748	0.537	0.000192622	0.151000459	Subterránea
CJ-36 ; CJ-37	0.9	120000	13200	5.25	1/0	Cu aislado	175	40.25	6	720	0.000166322	0.124623131	0.537	0.000246556	0.151054393	Subterránea
CJ-37;TFPD15	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	375	8.66262E-05	0.124709757	0.537	0.000128415	0.151182808	Subterránea
CJ-37;TFPD16	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	40.25	5	225	5.19757E-05	0.124675107	0.537	7.70489E-05	0.151259857	Subterránea
CJ-27 ; CJ-29	0.9	232500	13200	10.17	1/0	Cu aislado	175	40.25	55	12787.5	0.002953954	0.123547233	0.537	0.004378946	0.149459481	Subterránea
CJ-29 ; TFPD-08	0.9	112500	13200	4.92	1/0	Cu aislado	175	40.25	124	13950	0.003222495	0.126769728	0.537	0.004777032	0.154236513	Subterránea
CJ-29 ; CJ-33	0.9	120000	13200	5.25	1/0	Cu aislado	175	40.25	45	5400	0.001247417	0.124794651	0.537	0.001849174	0.151308655	Subterránea
CJ-33 ; TFPD-09	0.9	75000	13200	3.28	1/0	Cu aislado	175	52.1	30.9	2317.5	0.001385925	0.126180575	0.537	0.000793604	0.152102258	Subterránea
CJ-33 ; TFPD-10	0.9	45000	13200	1.97	1/0	Cu aislado	175	52.1	7	315	0.000282567	0.125077218	0.537	0.000107868	0.151416523	Subterránea
								MÁXIMA PÉRDIDA POR REGULACIÓN DE TENSIÓN				0.1267697283	PÉRDIDAS		0.1542365129	

Tabla 16. Capacidad de corriente, Regulación de tensión y Pérdidas de potencia en M.T. Circuito Santa Bárbara
Fuente: Autor (2022).

Como se puede observar en la tabla 15, se evidencia los valores de regulación dentro de los rangos aceptados por normativa. Para lo cual se siguió la metodología contemplada en la norma de CENS capítulo 2, “Parámetros de diseño”.

Para el circuito de **Santa Bárbara**, también se realizó los cálculos relacionados con regulación de tensión, pérdidas de potencia, y capacidad de corriente del conductor seleccionado, para ello se puede evidenciar en la tabla 16 los resultados obtenidos.

En el anterior capítulo se realizaron los cálculos correspondientes a la capacidad de corriente, regulación de tensión y pérdidas de potencia en MT con una tensión de 13.2KV, de los circuitos **Santa Ana y San Francisco cumpliendo** en los cuales se conectará la nueva red de distribución. Cumpliendo con la normativa vigente para un sistema trifásico, con un porcentaje de regulación máxima establecidos por el operador de red del **2%** y un factor de potencia de **0.9**. La demanda máxima de este circuito es de **2.45 MV**.

Garantizando un buen funcionamiento del diseño de la red subterránea en MT del municipio de Mompox – Bolívar

9. Impactos del proyecto.

9.1 Impacto social.

Con la ejecución de este diseño se generó un gran impacto positivo en el ámbito social al Municipio de Mompox – Bolívar, el cual permite embellecer su entrada principal y su Centro Histórico, atrayendo así un gran afluente de turistas de muchas partes del mundo por sus costumbres religiosas y su amplio material histórico. También, resaltar que con este nuevo diseño se logró cumplir con parámetros y normativas vigentes contribuyendo a disminuir cualquier impacto negativo sobre la arquitectura colonial del sector.

9.2 Impacto ambiental.

Se logró disminuir la poda de árboles en este sector brindando sombra en las zonas peatonales, lo cual es de gran beneficio para los peatones, haciendo que el aire sea más puro y permitiendo que los animales existentes en este sector y aves viajeras tengan más seguridad a la hora de desplazarse. Puesto que al no existir líneas aéreas no corren el riesgo de descargas eléctricas.

9.3 Impacto económico.

Con la ejecución de este proyecto se generó mayores oportunidades de empleo, debido a la inclusión de personal contratado para el desarrollo del proyecto, también se ven beneficiados los hospedajes y restaurantes a través de los turistas que visitan este espacio cultural.

10. Análisis de resultados

- Se pudo determinar los parámetros requeridos en los reglamentos y normativas vigentes para realizar los diseños eléctricos de la Red de distribución Subterránea de la carrera 2 “Calle del medio” del municipio de Mompox – Bolívar, con los que se busca garantizar un óptimo funcionamiento al momento de su ejecución.
- Se realizó el diseño eléctrico de la Red de distribución Subterránea de la carrera 2 “Calle del medio” del municipio de Mompox – Bolívar, mediante el software de AutoCAD, teniendo en cuenta los parámetros, datos y áreas establecidas sin afectar la arquitectura existente en el Municipio, en especial su Centro cultural e histórico e innovándolo de manera muy positiva.

- A través del desarrollo del presente diseño se realizó los nuevos trazados de los tramos de red de MT subterránea bajo las normativas vigentes y bajo la socialización de este proyecto con supervisión del Operador de Red AFINIA E.S.P.
- Se determinó los parámetros para el diseño de protección contra sobrecorrientes y sobrecargas de las subestaciones al igual que el sistema de puesta a tierra y el cálculo de sus conductores y regulación de estos mismos, para un correcto funcionamiento.

11.Conclusiones.

- Todos los parámetros establecidos en las normativas vigentes como RETIE y NTC 2050 entre otras, se contempla para garantizar un diseño eléctrico adecuado para la nueva Red de distribución, teniendo en cuenta la importancia y el cumplimiento de cada uno de estos.
- Durante la elaboración del diseño de la red de MT subterránea de la carrera dos “Calle del Medio” de Mompox – Bolívar, se realizó el plano correspondiente al trazado de la red de media tensión donde se logró implementar estrategias y conocimientos adquiridos durante el proceso académico.
- Durante la elaboración del diseño de la red de MT subterránea se logró sortear de buena forma cada uno de los retos presentes durante este proceso, adquiriendo más conocimiento y responsabilidad en las tareas asignadas.
- Mediante este diseño se estableció la disposición de los conductores de la red de MT de la carrera 2 de Mompox – Bolívar, cumpliendo con todos los parámetros y normas vigentes garantizando un correcto diseño eléctrico, la seguridad y un servicio adecuado para toda la comunidad y visitantes del Centro Histórico.
- Se diseñó las subestaciones y circuitos en media tensión gracias a la información recolectada por medio de recorridos en las áreas a intervenir, estas serán de tipo poste y pedestal y están compuestas por 33 transformadores trifásicos y 2 monofásicos; buscando garantizar la seguridad y cumpliendo con todos los requerimientos y requisitos establecidos.
- Se realizó las memorias de cálculos de la red de distribución subterránea garantizando un buen funcionamiento de cada una de las subestaciones en media tensión, donde se establecieron todos los parámetros requeridos para la distribución de los conductores en media tensión de la carrera 2 del municipio de Mompox Bolívar.

12.Recomendaciones

- El presente diseño se realizó con el objetivo principal de dar una solución a la problemática técnica y social presente en el municipio de Mompox – Bolívar debido a la contaminación visual de las redes existentes y embellecimiento del centro histórico y se busca principalmente mejorar la calidad de vida y del servicio en la zona a intervenir, por ende, se debe procurar seguir implementando este tipo de proyectos a las demás zonas del Municipio donde se requiera la misma finalidad.

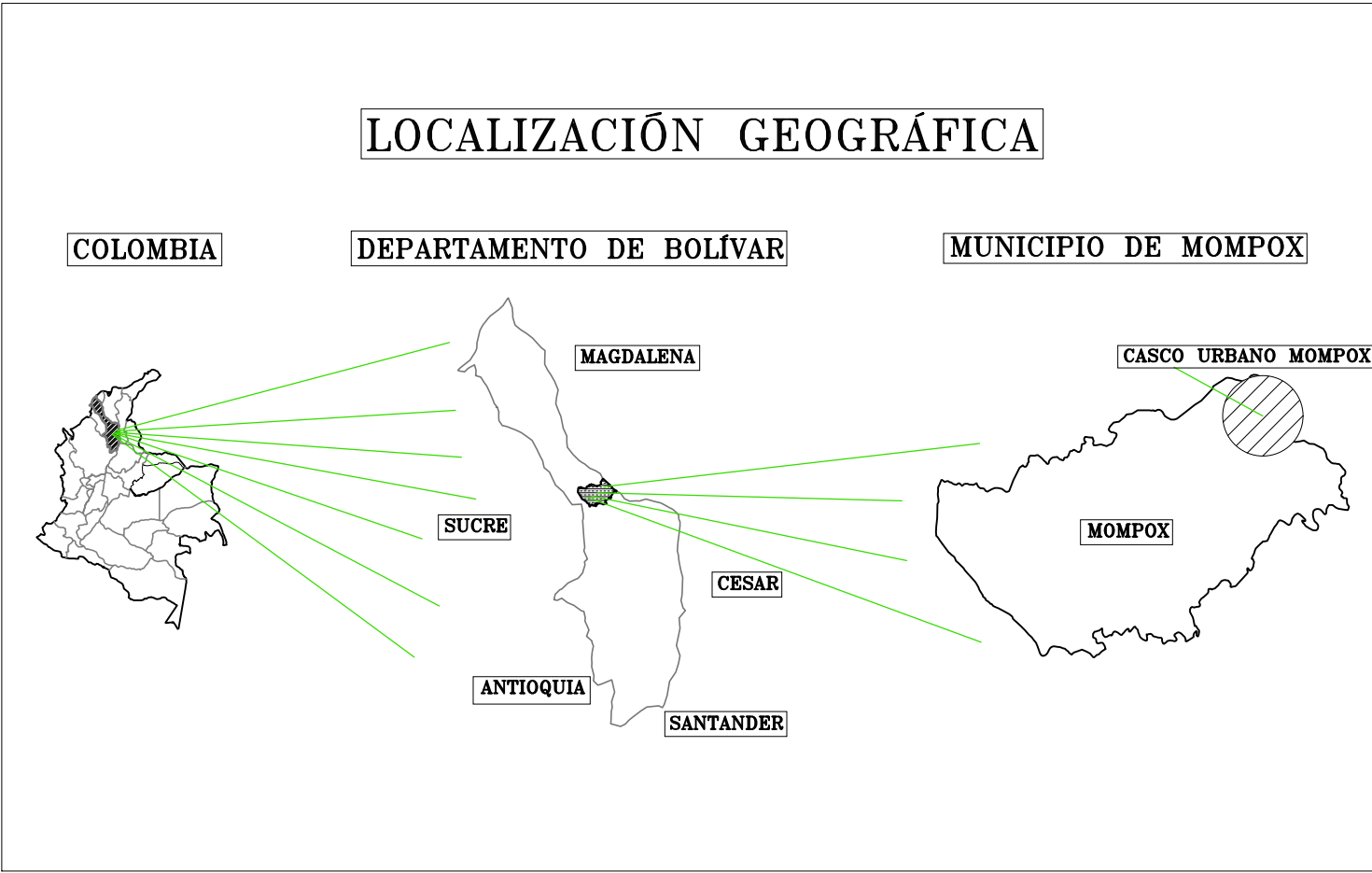
- Hacer una socialización con la comunidad acerca del proyecto puesto que se tendrán que intervenir andenes y frentes de viviendas lo cual incomodará a los residentes y usuarios de las vías.

Bibliografía

- Caribemar de la Costa S.A.S. Afinia Grupo EPM. (2020). *Líneas Eléctricas Aéreas M.T sin Neutro* (C. de la C. S. A. . E.S.P. (ed.); 1era Edici).
- Castaño, J. S. R. (2010). *Sistemas de puesta a tierra : Diseñado con IEEE-80 y evaluado con MEF*. Universidad Nacional de Colombia.
- Cens-Grupo EMP. (2020). CENS-Parámetros de Diseño. In Junta de Proyectos-JUP (Ed.), *Norma Técnica- Centrales Eléctricas del Norte de Santander* (Versión 4).
- Departamento Nacional de Planeación-. (2012). *Mompox (Bolívar)*.
- E.P.M. (2014). *Instalación Del Transformador Tipo Pedestal (Pad Mounted)*. 1–13.
- Eider David Cardona Gonzalez, C. A. G. H. (2018). *Diseño de redes de distribución*. Institución Universitaria Pascual Bravo.
- EPM. S.A E.S.P. (2019). *Norma Técnica: Coordinación de protecciones redes de distribución*. 1–39.
- Espinosa, S. G. (2005). *Centros históricos ¿Herencia del pasado o construcción del presente? Agentes detonadores de un nuevo esquema de Ciudad*.
- ESSA, E. de S. (2020). *Redes Subterráneas de Media Tensión* (Versión 4).
- Glover, J. D. (2004). *Sistemas de potencia: análisis y diseño - J. Duncan Glover, Mulukutla S. Sarma* (D. D. I. M. y A. Central (ed.); 3era Edici).
- Gonzalez, A. (2013). *Los centros históricos latinoamericanos: estrategias de intervención, renovación y gestión*. <https://doi.org/https://doi.org/10.5821/siiu.5869>
- IEEE-80. (2013). *IEEE Std 80-Guía de seguridad en la puesta a tierra de Subestaciones en AC*.
- Lagos, F., Sanchez, F., & Palacios, J. (2019). Gestión para la sostenibilidad en el centro histórico de Mompox-Colombia. *Revista Espacios*, 40(38), 8.
- Lopez, Y. N. (2012). *Diseño de redes de distribución eléctrica de media y baja tensión*. Universidad de la Costa CUC.
- Maria, M. S. (2011). *El mercado de la energía eléctrica en Colombia; Características, evolución e impacto*.
- Código Eléctrico Colombiano NTC-2050, 1054 (2004).
- NTC 2797-Guía para la selección de fusibles para transformadores de distribución.
- RETIE-Ministerio de Minas y Energía. (2013). RETIE. In *Resolucion 9 0708* (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas).
- Robert Capella, P. T. S. (2003). Protecciones eléctricas en MT. *Biblioteca Tecnica*, 1, 197.
- SANTACRUZ CARCELÉN, E. G. (2018). Despliegue Óptimo de Redes de Distribución Eléctricas Soterradas Usando Métodos Metaheurísticos y Simulación. *Repositorio Universidad Politécnica Salesiana*, 1–25.

ANEXOS

Planos eléctricos



CONVENCIONES

EXISTENTE

PROYECTADO

POSTE DE CONCRETO 14 HT. TIPO LINEA

POSTE DE CONCRETO 14 HT. EXTRAREFORZADO

TORRECILLA METÁLICA 12 HT.

TORRECILLA METÁLICA 8 HT.

POSTE DE CONCRETO 12 HT. TIPO LINEA

POSTE DE CONCRETO 12 HT. EXTRAREFORZADO

POSTE METÁLICO 12 HT. EXTRAREFORZADO

POSTE METÁLICO 10 HT. TIPO LINEA

POSTE DE CONCRETO 10 HT. TIPO LINEA

POSTE DE CONCRETO 8 HT. TIPO EXTRA.

POSTE DE CONCRETO 8 HT. EXTRAREFORZADO

POSTE METÁLICO 8 HT. EXTRAREFORZADO

POSTE METÁLICO 8 HT. TIPO LINEA

SUBESTACIÓN EN POSTE

SUBESTACIÓN EN PEDESTAL

SUBESTACIÓN EN LOCAL

CORTA CIRCUITO

TEMPLETE EN MEDIA TENSION

TEMPLETE EN BAJA TENSION

LUMINARIA LED 60.0 W

LUMINARIA LED 51.0 W

LUMINARIA LED 43.7 W

LINEA PUESTA A TIERRA BT

MEJORADOR DE ENERGIA

PUESTA A TIERRA S/E

CAJA DE INSPECCION TIPO 1-4 M.T. Y B.T.

CAJA DE INSPECCION TIPO 2-4 M.T. Y B.T.

CAJA DE INSPECCION TIPO 3-8 M.T. Y B.T.

CAJA DE INSPECCION ALUMBRADO PUBLICO

LINEA DE 15 KV EXISTENTE

LINEA DE 15 KV PROYECTADA

LINEA DE 34.5 KV EXISTENTE

LINEA DE 34.5 KV PROYECTADA

LINEA DE 13.2 KV EXISTENTE

LINEA DE 13.2 KV PROYECTADA

LINEA DE 13.2 KV SUBTERRANEA EXISTENTE

LINEA DE 13.2 KV SUBTERRANEA PROYECTADA

LINEA BAJA TENSION EXISTENTE

LINEA BAJA TENSION PROYECTADA

LINEA BAJA TENSION SUBTERRANEA EXISTENTE

LINEA BAJA TENSION SUBTERRANEA PROYECTADA

LINEA BAJA TENSION TRENZADA EXISTENTE

CRUCE CON CONTACTO

CRUCE SIN CONTACTO

Nº DE CONDUCTORES DE FASE

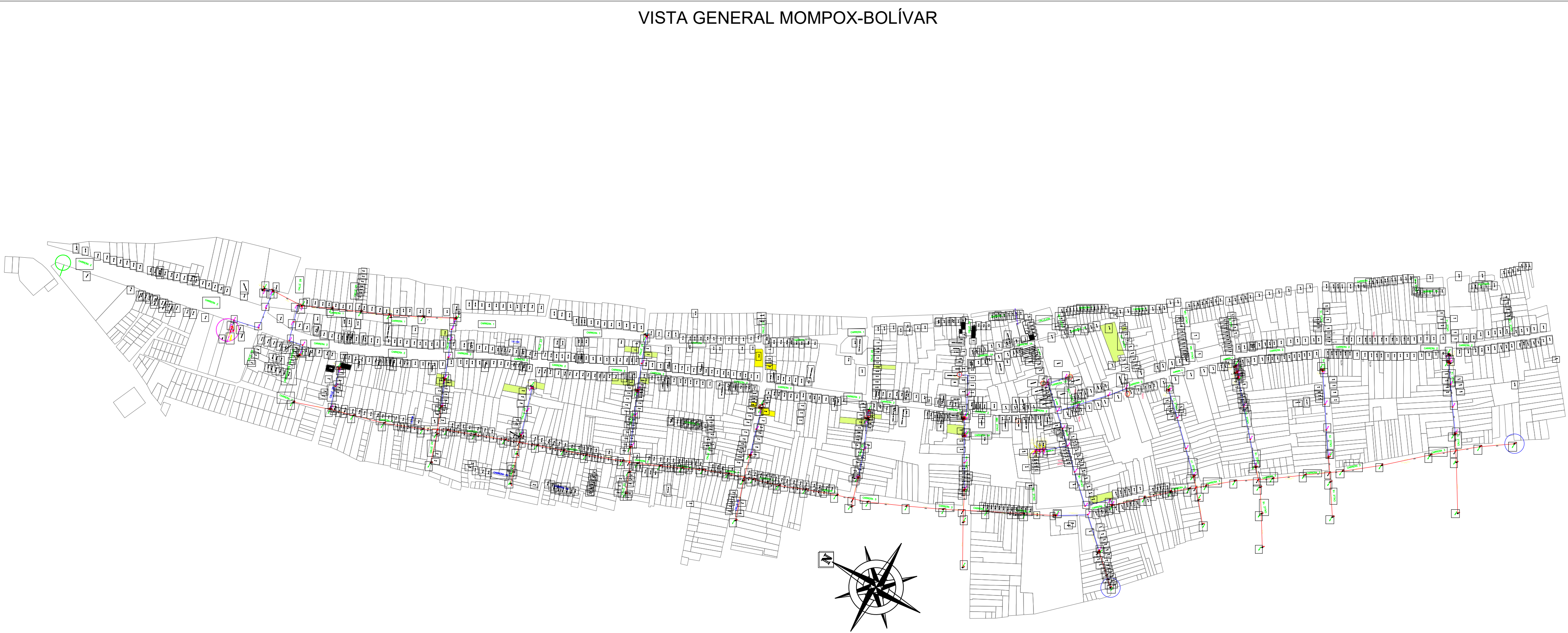
CONDUCTOR NEUTRO

CONDUCTOR DE PUESTA A TIERRA

LUMINARIA EXISTENTE

DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES (DPS)

APROBACIÓN AFINIA GRUPO E.P.M



PROYECTO:

DISEÑO DE LA RED DE MEDIA TENSIÓN SUBTERRÁNEA DE LA CARERA 2 DEL CENTRO HISTÓRICO DEL MUNICIPIO DE MOMPOX, DEPARTAMENTO DE BOLÍVAR

PL. N°:

1

DE:

1

CONTENIDO:

- LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA
- LOCALIZACIÓN GENERAL
- VISTA DISTRIBUCIÓN GENERAL MOMPOX

PROPIETARIO:

MUNICIPIO DE MOMPOX

DISEÑADOR:

VICTOR DÍAZ
PRACTICANTE UNIVERSITARIO

RESUMEN DEL PROYECTO:

LONGITUD RED MEDIA TENSIÓN: 5.24 KM.
NUMERO DE TRANSFORMADORES: 35
CAPACIDAD INSTALADA: 2.45 MVA

PROPIETARIO:

MUNICIPIO DE MOMPOX-BOLÍVAR

DIRECCION: MUNICIPIO DE MOMPOX/ REDES DE MEDIA TENSIÓN CENTRO HISTÓRICO

ESCALA:

1:100000

FECHA:

OCTUBRE/2022

DIBUJO:

VD