

**RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA EL BARRIO ZULIMA DE LA
CIUDAD DE CÚCUTA N.S.**

Autor
DANILSON ALEIDER PARADA CONTRERAS

**PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
SISTEMA Y TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERIA Y ARQUITECTURA**



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
Villa del rosario, junio 2022

**RED DE MEDIA Y BAJA TENSIÓN PARA EL BARRIO ZULIMA DE LA
CIUDAD DE CÚCUTA N.S.**

Autor: DANILSON ALEIDER PARADA CONTRERAS

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

Director: PhD. ANTONIO GAN ACOSTA

**PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA
SISTEMA Y TELECOMUNICACIONES
FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS**



UNIVERSIDAD DE PAMPLONA
Villa del Rosario, junio 2022

Dedicatoria

Dedico el presente proyecto primeramente a DIOS guiador de mi vida, por darme fortaleza, salud, entendimiento y permitirme llegar a este momento tan importante en mi formación profesional.

Por otra parte, a mis padres por ser partícipes de todo este proceso siendo mi principal motivación que siempre me mantuvo a seguir en pie de lucha para conseguir este logro, por darme la mejor herencia que fue el apoyo a seguir mejorando académicamente con las expectativas de mejorar la calidad de vida personal y profesionalmente.

Agradecimientos

Agradezco a DIOS padre por darme la vida, entendimiento y el conocimiento para culminar esta gran meta.

Agradezco a mis padres que siempre fueron mi principal apoyo para lograr esta meta.

Agradezco a mi asesor de proyecto el ingeniero Antonio Gan Acosta quien aportó su experiencia y conocimiento orientándome en el desarrollo de la presente práctica

Agradezco a todos los docentes de la Universidad de Pamplona sede villa del rosario que contribuyeron en mi formación como profesional.

Agradezco a mis compañeros de clases quienes hicieron parte de este proceso aportándome su compañía y amistad.

TABLA DE CONTENIDO

Dedicatoria.....	3
Agradecimientos	4
Resumen	11
Abstract.....	12
1. Capitulo. Estructuración legal de la red de media y baja tensión	13
1.1 Descripción del problema	13
1.2 Objetivos.....	13
1.2.1 Objetivo general	13
1.2.2 Objetivos específicos	13
1.3 Justificación	14
1.4 Acotaciones	14
1.5 Definición de términos	14
1.6 Reglamentación.....	15
2. Capitulo. Recopilación de información para el diseño de la red de media y baja tensión.....	16
2.1.1 Redes de distribución urbanas en media tensión.....	16
2.1.2 Redes de distribución urbanas para baja tensión	17
2.2 Conductores	17
2.2.1 Conductores de baja tensión.....	17
2.2.2 Conductores de media tensión.....	18
2.3 Regulación de tensión	18
2.4 Pérdidas máximas de potencia.....	18
2.5 Coordinación de protecciones	19
2.6 Apoyos y estructuras	21
2.6.1 Apoyos	21
2.6.2 Estructuras	22
2.7 Sistema de puesta a tierra	27
2.8 Factores de sobrecarga en el conductor.....	28
2.8.1 Catenaria del conductor	28

2.8.2	Ecuación de longitud	29
2.8.3	Ecuación de flecha	29
2.8.4	Tiro y esfuerzo en el conductor	30
2.8.5	Tiro y esfuerzo en el extremo	30
2.8.6	Parámetro en función del tiro máximo	31
3.	Capítulo. Desarrollo de la red de media y baja tensión	31
3.1	Localización de la red de MT y BT	31
3.2	Cálculos Eléctricos	32
3.2.1	Cálculo de la demanda.....	32
3.2.2	Demanda máxima diversificada para el T1	32
3.2.3	Demanda máxima diversificada para el T2	33
3.2.4	Intensidad nominal en MT del transformador trifásico	33
3.2.5	Intensidad Nominal en BT transformador trifásico	34
3.2.6	Cálculo y selección del conductor	34
3.2.7	Conductor optimo	35
3.2.8	Memoria de cálculo	38
3.2.9	Transformador seleccionado	38
3.3	Cálculo para regulación de tensión y pérdidas de potencia.....	39
3.4	Cálculo de resistividad	42
3.5	Selección de DPS y cortocircuito	43
3.6	Selección de apoyos y estructuras	44
3.7	Diseño de la red MT Y BT en AutoCAD	45
3.7.1	Convenciones	45
3.7.2	Plano red existente.....	46
3.7.3	Plano red proyectada	47
3.7.4	Diagrama unifilar	48
3.8	Análisis de presupuesto y unidades constructivas.....	49
3.8.1	Unidades constructivas	49
3.8.2	Costos del proyecto.....	51
3.9	Análisis de resultados	52
3.9.1	Protección de la carga.....	52

3.9.2	Cálculos mecánicos (Andelec)	54
3.10	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	60
3.11	Actualidad ambiental del planeta tierra.....	63
3.12	Análisis del impacto ambiental	63
3.13	Impacto del sistema SG -SST	63
3.14	Impacto social.....	64
4.	Conclusiones	65
5.	Recomendaciones.....	66
	Bibliografía.....	67
6.	Anexos	69
6.1	Distancias mínimas de seguridad	69
6.2	Memoria cálculos mecánicos.....	70

Lista De Tablas

Tabla 1. Fusibles transformadores bifásicos 13.2 kV.....	19
Tabla 2. Fusibles transformadores trifásicos 13.2 kV	20
Tabla 3. Tensiones de paso y contacto.	27
Tabla 4. Resistencia y reactancia del conductor.....	35
Tabla 5. Cables cubiertos bicapa.....	36
Tabla 6. ACSR desnudo.	37
Tabla 7. Cable multiplex.	37
Tabla 8. Cálculo transformadores.	38
Tabla 9 Características del transformador	38
Tabla 10. Regulación de tensión y perdidas máximas de potencia T1.	41
Tabla 11. Regulación de tensión y perdidas máximas de potencia T2.	41
Tabla 12 Aislamiento según niveles de tensión	44
Tabla 13. Apoyos seleccionados.	44
Tabla 14. Coordenadas de los apoyos.	45
Tabla 15. Unidades constructivas T1	49
Tabla 16. Unidades constructivas T2	50
Tabla 17. Análisis y precios de UC para la red de media y baja tensión.. ...	50
Tabla 18 Presupuesto de la red de MT Y BT.....	51
Tabla 19. Porcentaje recuperación CREG.....	51
Tabla 20. Cálculo de vanos.	58
Tabla 21. Parámetros mecánicos adicionales.....	58
Tabla 22. Resultados de flechas.....	59
Tabla 23. Resultados totales de cálculos mecánicos.....	59
Tabla 24. Matriz de riesgos eléctricos.....	62
Tabla 25. Matriz de acciones.	62
Tabla 26 Distancias mínimas de seguridad	69
Tabla 27. Tabla de cálculo mecánico circuito de baja tensión.	70
Tabla 28. Tabla de cálculo mecánico circuito de media tensión con cable Quail.	70
Tabla 29. Tabla de tendido para el circuito de baja tensión.....	70
Tabla 30. Tabla de tendido para el circuito de media tensión con cable Quail.	71
Tabla 31 Resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 12m.....	71
Tabla 32. Resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 8m.....	72
Tabla 33. Resultados del cálculo mecánico para los apoyos con retenidas. F	72

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Estructura de paso disposición triangular trifásica 13.2 kV.....	22
Ilustración 2. Estructura de paso semibandera trifásica 13.2 kV	22
Ilustración 3. Estructura de paso triangular disposición trifásica 13.2 kV.....	23
Ilustración 4. Estructura de paso doble semibandera trifásica 13.2 kV.....	23
Ilustración 5. Estructura terminal disposición triangular trifásica 13.2 kV.....	24
Ilustración 6. Estructura en abertura doble, triangular trifásica 13.2 kV.	24
Ilustración 7. Estructura terminal disposición centro con cruceta de 1,5m cable cubierto red compacta.....	25
Ilustración 8. Estructura retención disposición centro con cruceta de 1,5 m cable cubierto red compacta.....	25
Ilustración 9. Estructura en bandera disposición suspensión cruceta 1,5 m cable cubierto red compacta.....	26
Ilustración 10. Estructura terminal disposición en bandera cruceta de 1,5 m cable cubierto red compacta.....	26
Ilustración 11. Estructura retención disposición en bandera con cruceta 1,5 m cable cubierto red compacta.....	27
Ilustración 12. Diagrama de dos estructuras cuyos puntos de suspensión están nivelados.....	28
Ilustración 13. Ubicación física de la f' en un vano con extremos de suspensión.....	29
Ilustración 14. Tiro en los extremos de suspensión del conductor.....	30
Ilustración 15. Ubicación geográfica de la red.	31
Ilustración 16. Demanda diversificada por usuario T1.	33
Ilustración 17. Demanda diversificada por usuario T2.	33
Ilustración 18 Transformador 45 kVA.....	38
Ilustración 19 Puesta tierra del circuito.	43
Ilustración 20. Convenciones plano existente.	46
Ilustración 21. Plano existente. Fuente: Autoría propia.....	46
Ilustración 22. Plano proyectado.....	47
Ilustración 23. Diagrama unifilar.....	48
Ilustración 24. Diseño de los circuitos en Digsilent.	52
Ilustración 25. Resultados de corto circuito.	53
Ilustración 26. Grafica de comportamiento del Relé.	53
Ilustración 27. Perfil de elevación en AutoCAD.....	54
Ilustración 28. Cálculo de tensiones de fuerza.	55
Ilustración 29. Cálculo de flechas.	55
Ilustración 30. Selección de apoyos.....	56
Ilustración 31. Cálculo de esfuerzos y apoyos.....	57

Lista De Ecuaciones

Ecuación 1. Cálculo de regulación de tensión	18
Ecuación 2. constante de regulación generalizada.....	18
Ecuación 3. Cálculo de pérdidas máximas de potencia.....	19
Ecuación 4. Cálculo para el conductor suspendido	28
Ecuación 5. Cálculo de longitud de un conductor	29
Ecuación 6. Cálculo de flecha de un conductor	29
Ecuación 7. Cálculo de tiro de un conductor	30
Ecuación 8. Cálculo de tiro en el extremo de un conductor	30
Ecuación 9. Cálculo de tiro máximo.....	31
Ecuación 10. Demanda máxima diversificada	32
Ecuación 11. Demanda máxima total	32
Ecuación 12. Intensidad nominal MT	34
Ecuación 13. Intensidad nominal BT.....	34
Ecuación 14. Resistencia del conductor	34
Ecuación 15. Intensidad de carga.....	35

Resumen

El presente proyecto, tiene como objetivo diseñar la red de media y baja tensión para el barrio Zulima de la ciudad de Cúcuta Norte de Santander (N.S) bajo la reglamentación de la normativa vigente para el sector eléctrico, con el fin de mejorar la calidad del servicio de energía para los usuarios, apoyándose en programas de ingeniería como AutoCAD, Andelec, Digsilent , Excel.

Dentro de los resultados tenemos un diseño para la construcción de la red de media tensión rigiéndose en los parámetros establecidos en la normativa Centrales Eléctricas de Norte de Santander (CENS) y demás reglamentación vigente perteneciente al sector eléctrico en Colombia, obteniendo los planos eléctricos de la red de media y baja tensión, parámetros eléctricos y mecánicos , unidades constructivas y presupuesto.

Palabras claves: CREG, Red, Distribución, Infraestructura.

Abstract

The objective of this project is to design the medium and low voltage network for the Zulima neighborhood of the city of Cúcuta Norte de Santander (N.S) under the regulations of the current regulations for the electricity sector, in order to improve the quality of the energy service for users, relying on engineering programs such as AutoCAD, Andelec, Digsilent, Excel.

Among the results we have a design for the construction of the medium voltage network, governed by the parameters established in the regulations of the Norte de Santander Power Plants (CENS) and other current regulations belonging to the electricity sector in Colombia, obtaining the electrical plans of the medium and low voltage network, electrical and mechanical parameters, construction units and budget.

Keywords: CREG, Network, Distribution, Infrastructure.

1. Capitulo. Estructuración legal de la red de media y baja tensión

1.1 Descripción del problema

El proyecto de la red de media y baja tensión del barrio Zulima de la ciudad de Cúcuta, se lleva a cabo debido a las exigencias de la comisión reguladora de energía y gas (CREG), garantizando la calidad del suministro eléctrico.

El principal objetivo, en la construcción de la red de media y baja tensión es mejorar la calidad del suministro eléctrico a los usuarios del barrio Zulima en la ciudad de Cúcuta N.S., la cual está siendo afectada por el mal estado de las infraestructuras, debido a su antigua construcción y a la constante actualización de las normativas no dando cumplimiento con las distancias de seguridad establecidas, además cuenta con limitaciones de cargabilidad contando con un solo transformador para todos los usuarios. Por tanto se busca solucionar factores como estado estructural, potencia de consumo y actualización de la normativa.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Diseñar la red de media y baja tensión para el barrio Zulima de la ciudad de Cúcuta (N.S).

1.2.2 Objetivos específicos

- Calcular los parámetros eléctricos pertinentes para el diseño de la red de media y baja tensión del barrio Zulima de la ciudad de Cúcuta N.S. bajo la reglamentación y normativa vigente para el sector eléctrico.
- Realizar planos eléctricos de la red de media y baja tensión para el diseño trazado.
- Ejecutar análisis económico y presupuesto de obra correspondiente a la red de media y baja tensión planteada.

1.3 Justificación

El presente trabajo, se realiza bajo el cumplimiento de la normativa CENS y la CREG, con el objetivo de estructurar el circuito ubicado en la zona del barrio Zulima, dando a conocer el estado actual del servicio y las futuras proyecciones donde se busca mejorar la calidad del servicio.

También se plantea, que el departamento de norte de Santander sea uno de los líderes en el mejor servicio de energía eléctrica dando un alce en la economía, por otro lado se ejecuta para obtener el título como profesional en el área de Ingeniería Eléctrica.

1.4 Acotaciones

La red de media y baja tensión a diseñar se encuentra ubicada en la ciudad de Cúcuta Norte de Santander circuito 1T01754, celda CVC11 y cuenta con 89 usuarios perteneciente a CENS.

Para la ejecución y elaboración de este proyecto se utilizarán las siguientes herramientas tecnológicas las cuales son:

AutoCAD (Diseño de planos eléctricos).

(SIG) sistema de información geográfica.

Excel (Cálculos, Presupuesto de obra y unidades constructivas).

Digsilent (Parámetros eléctricos).

Andelec (Cálculos mecánicos).

1.5 Definición de términos

Sistemas de Distribución: Un sistema de distribución de energía es un conjunto de dispositivos que le permite alimentar de manera segura y confiable una cantidad específica de cargas (generalmente ubicadas en diferentes ubicaciones y en diferentes niveles de voltaje). Los sistemas de distribución se clasifican en áreas industriales, comerciales, urbanas y rurales de acuerdo con las características de la carga, la cantidad de energía involucrada y las condiciones de confiabilidad y seguridad en las que deben operar (Concha, 2019).

Red de baja tensión: El equipo eléctrico de bajo voltaje es un equipo con un nivel de voltaje de de 1 kV o menos. Además, recibe continuamente corrientes de 1,5 kV o menos, lo que permite distinguir entre instalaciones eléctricas de baja tensión (Melfosur, 2015).

Red de media tensión: Una red eléctrica de media tensión es aquella en la que el nivel de tensión es superior al de la red de baja tensión que normalmente se produce entre 1 kV (1000 voltios) y 36 kV (36000 voltios) (Melfosur, 2015).

Infraestructura : Es un conjunto de equipos y materiales que permiten el transporte y distribución eficiente y segura de energía eléctrica desde el punto de conexión de generación de suministro hasta los receptores y dispositivos de uso final (Rgd, 2014).

CENS: Empresa prestadora de servicios eléctricos de nacionalidad colombiana del grupo E.P.M, CENS S.A. E.S.P. empresa electrificadora de norte de Santander cuya principal función es la distribución y comercialización de la energía eléctrica presente en el sur del Cesar y sur de Bolívar con sedes en Cúcuta, Pamplona, Tibú y Aguachica (Grupo-epm, 2022) .

RETIE : Es el reglamento técnico de instalaciones eléctricas que cualquier instalación en la rama de la electricidad debe registrarse a la hora de ejecutarse cuyo principal objetivo es garantizar la seguridad de las personas y demás seres vivos animal o vegetal (RETIE, 2013).

CREG : La Comisión Reguladora de Energía y Gas (CREG) tiene por objeto regular el monopolio en la prestación de los servicios públicos de electricidad y gas combustible a los hogares y asegurar la calidad y eficiencia de las empresas proveedoras de servicios eléctricos a los usuarios finales (CREG, 2018).

1.6 Reglamentación

- Normas para el diseño y construcción de redes de distribución
 - Capítulo 2 Parámetros de diseño(CNS-NT-02, 2020)
 - Capítulo 3 Redes de media y baja tensión. (CNS-NT-03, 2016)
- Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas - RETIE. (RETIE,2013)
- Comisión reguladora de energía y gas- CREG. (CREG, 2018)
- Código Eléctrico Colombiano -Norma NTC 2050 (NTC, 2050)
 - Norma NTC 4552-2
 - IEC 62305-2
 - IEC 60364

2. Capítulo. Recopilación de información para el diseño de la red de media y baja tensión

2.1.1 Redes de distribución urbanas en media tensión.

En la construcción de redes de media tensión (MT) urbana según normativa CENS Capítulo 3 (CNS-NT-03, 2016) se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- Una nueva red de distribución de media tensión en áreas urbanas puede ser trifásica o bifásica, dependiendo de la infraestructura existente. Esta situación debe ser considerada para determinar la factibilidad de un punto de conexión , proyecto, ensamblaje especial o servicio (CNS-NT-03, 2016).
- Las redes cubiertas con los accesorios correspondientes se utilizan en áreas densamente arboladas o donde la red necesita ser comprimida para mantener una distancia segura. Los aisladores utilizados en estas redes deben ser de materiales sintéticos o poliméricos (CNS-NT-03, 2016).
- En zona urbana, la distancia máxima entre postes es de 70m en MT. Los puntales deben ser conducidos dentro del edificio y alrededor de la plataforma y la calzada (bordillo), respetando la distancia de seguridad especificada en el Capítulo 2 (CNS-NT-02, 2020) y el artículo 13 del Reglamento técnico de instalaciones eléctricas(RETIE).
- Se permiten intersecciones sueltas (preaprobación de la empresa) si las intersecciones de línea no pueden construirse por condiciones técnicas o topográficas. La distancia máxima desde las escaleras sueltas es de 10 m (CNS-NT-03, 2016).
- Los puntales de la estructura final deben ser colados de forma independiente sin el uso de plantillas o fijados directamente al suelo en áreas urbanas. Es necesario utilizar una plantilla (poste) tipo STOP. Si la red es una extensión de la red principal o troncal de CENS, no es necesario instalar un interruptor automático en el punto de partida y siempre se debe mantener el mismo tipo de conductor y área de sección transversal (CNS-NT-03, 2016).
- Toda ampliación urbana deberá respetar las distancias de seguridad establecidas en el Capítulo 13 del RETIE (RETIE, 2013) y su construcción deberá tener en cuenta la estructura del Capítulo 3 de las normas para el diseño y construcción de redes de distribución de CENS TOMO II (CNS-NT-03, 2016).

2.1.2 Redes de distribución urbanas para baja tensión

En la construcción de redes de baja tensión (BT) urbana según la norma CENS Capítulo 3 (CNS-NT-03, 2016) se debe tener en cuenta los siguientes parámetros:

- En áreas urbanas, la red funciona con cables trenzados de prevención de fraude y es alimentada por transformadores de distribución con una potencia máxima de 45 kVA, por lo que el diseño general (ampliación o conversión) debe adaptarse a esta potencia (CNS-NT-03, 2016).
- En el caso que CENS lo estime conveniente, se permite la instalación de transformadores de mayor capacidad siempre que se respeten las normas y límites de pérdidas especificados en el Capítulo 2 (CNS-NT-03, 2016).
- En condiciones normales de operación, el desbalance de corriente fase a fase del transformador de distribución no debe exceder el 20% como lo especifica la NTC 5001 (CNS-NT-03, 2016).
- La red de baja tensión deberá ser construida con postes de hormigón, fibra de vidrio (PRFV), postes metálicos o materiales ensayados para tal fin (CNS-NT-03, 2016).
- El conductor de tierra es un cable o alambre y está protegido por un tubo de metal galvanizado si está fuera del mástil, a menos que el montaje tenga un canal empotrado para esta aplicación (CNS-NT-03, 2016).
- Dependiendo del tipo de transformador que alimenta el circuito (trifásico, cuatro hilos, o bifásico, tres hilos), tanto los circuitos troncales como los ramales deben asegurar la misma topología de red en toda la red (CNS-NT-03, 2016).
- El espacio entre soportes de BT no debe exceder los 30 metros para redes nuevas, traslaciones y expansiones de red que requieran la reubicación del soporte existente. En cualquiera de los casos, el diseño debe tomar en cuenta el espaciado requerido por RETILAP en este caso. Se espera que se utilice en la instalación de accesorios de iluminación (CNS-NT-03, 2016).

2.2 Conductores

2.2.1 Conductores de baja tensión

La línea en BT será un cable trenzado de prevención de fraude con ACSR neutral, respetando el Capítulo 3 del estándar CENS (CNS-NT-03, 2016). El principal tiene ciertas secciones que le permiten instalar nuevos sockets sin realizar cambios importantes en su red.

Los conductores a emplear según RETIE capítulo 3 (RETIE, 2013) requisitos de productos artículo eléctrico.

Características:

Conductores de aluminio 1350.
Aislamiento en polietileno reticulado XLPE.
Neutro portante en ACSR.
Temperatura de operación 90°C.
Tensión de operación 600.

2.2.2 Conductores de media tensión

La línea MT se ejecuta sobre un cable ACSR con las siguientes características, teniendo en cuenta lo establecido en el Capítulo 3 de la norma CENS. Sostiene un calibre de un solo conductor para el circuito principal. En áreas urbanas, el principal debe proyectarse en un MCM de calibre 266.8 y derivarse en 2/0, a menos que los cálculos requieran grandes volúmenes de conductores (CNS-NT-03, 2016)

2.3 Regulación de tensión

Para el cálculo de regulación de tensión según la metodología de la norma cens capítulo 2, (CNS-NT-02, 2020) se obtiene la siguiente ecuación:

$$\%R = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M \quad (1)$$

Ecuación 1. Cálculo de regulación de tensión (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

F_c = Factor de corrección.

M = Momento eléctrico (kVA*m).

V_L = Tensión de línea (v).

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

$$K_G = K_G * 100$$
$$K_G = r \cos \phi + XL \sin \phi$$

Ecuación 2. constante de regulación generalizada (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

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

ϕ = Angulo del factor de potencia de la carga.

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

2.4 Pérdidas máximas de potencia

Para calcular las pérdidas de potencia en una red de distribución según la metodología CENS capítulo 2, (CNS-NT-02, 2020) se obtiene la siguiente ecuación:

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

Ecuación 3. Cálculo de pérdidas máximas de potencia (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

M = Momento eléctrico en kVA*m.

r = Resistencia por unidad de longitud en Ohm/km.

Ø= Angulo del factor de potencia de la carga.

VL = Tensión de línea en voltios.

2.5 Coordinación de protecciones

Para la coordinación de protecciones los cálculos deben efectuarse conforme a la NTC 2797 cumpliendo los siguientes requerimientos:

- Todas las líneas de distribución requieren dispositivos de protección contra sobretensiones y sobrecorrientes (DPS y fusibles) diseñados de acuerdo a la norma NTC 2797(ENERCA, 2015).
- El transformador de 13.2kV está protegido por un fusible tipo K (acción rápida). Los interruptores automáticos deben diseñarse para salidas continuas de 15 kV y 100 amperios. En algunos casos, se puede aumentar según sea necesario. Los fusibles de respaldo de línea de suministro y derivación están diseñados con fusibles tipo T (de acción lenta)(ENERCA, 2015).
- Las capacidades de los fusibles para transformadores bifásicos en 13,2 kV serán:

Fusible tipo K	
kVA (1F)	A
3	1
5	2
10	3
15	3
25	5
37.5	6
50	7
75	10
100	12

Tabla 1. Fusibles transformadores bifásicos 13.2 kV (ENERCA, 2015).

Las capacidades de los fusibles para transformadores trifásicos en 13,2 kV serán:

Fusible tipo K	
kVA (3F)	A
15	1
30	2
40	3
50	3
75	5
100	6
112.5	7
150	10
225	12
250	15
300	20
315	20
400	25
500	30

Tabla 2. Fusibles transformadores trifásicos 13.2 kV (ENERCA, 2015).

Selección de aisladores.

Los parámetros para seleccionar los aisladores en redes de distribución según la metodología (ENERCA, 2015) son :

- Nivel de tensión de la red a la que aplican.
- Nivel de aislamiento.
- Grado de contaminación del ambiente a instalarse.

Y las características específicas que deberán evaluarse son:

- Rigidez Dieléctrica.
- Resistencia mecánica.
- Resistencia a Cambios de temperatura.
- Ausencia de envejecimiento.

Todos los aisladores deben contar con un certificado de conformidad que cumpla con las normas del RETIE. Consultando la Publicación estándar 815 de IEC de 1986 se obtiene orientación en la sección sobre aislamiento en condiciones contaminadas (ENERCA, 2015).

- Publicación IEC 273: Dimensiones de aisladores tipo poste, para uso interno y externo, para sistemas con voltajes superiores a 1000 V.

- Publicación IEC 305: Características de cadenas de aisladores (del tipo campana y perno) tipo Suspensión.
- Publicación IEC 433: Características de cadenas de aisladores tipo barra de núcleo macizo.
- Publicación IEC 720: Características de aisladores Line Post.

2.6 Apoyos y estructuras

2.6.1 Apoyos

Para la selección de apoyos teniendo en cuenta la metodología CENS capítulo 2, (CNS-NT-02, 2020) se hará bajo las siguientes recomendaciones:

- En general, los postes, torretas y estructuras de soporte de las redes de distribución demuestran el cumplimiento del RETIE a través de un certificado de conformidad de producto emitido por un organismo de certificación acreditado por la ONAC (CNS-NT-02, 2020).
- Se deben usar postes de dimensiones estandarizadas de 8, 9, 10, 12, 14, 16, 18 m, con tolerancias de más o menos 50 mm (CNS-NT-02, 2020).
- Se permite el uso de postes de 7 m de altura para la instalación de redes secundarias en zonas rurales (CNS-NT-02, 2020).
- Los conductores aislados o semiaislantes se utilizan en áreas remotas donde hay poca gente, y se permiten postes más cortos para conexiones secundarias aisladas (CNS-NT-02, 2020).
- se puede utilizar postes de 6 m de altura (tipo viga) para soportar conexiones de antena aisladas desde medidores hasta proveedores de edificios con una resistencia a la rotura de 250 kg o más (CNS-NT-02, 2020).
- Los postes seccionados se pueden utilizar cuando la resistencia límite mecánica es mayor o igual a la resistencia necesaria para soportar todas las fuerzas que actúan sobre ella (CNS-NT-02, 2020).
- Para cumplir con las distancias de seguridad especificadas en el Capítulo 2, es preferible ubicar el apoyo en la calle adyacente norte y la rambla oeste, donde las condiciones espaciales y estructurales lo permitan (CNS-NT-02, 2020).
- El empotramiento de la postería se hará según la siguiente ecuación:

$$H1=0,1H+ 0,6 \text{ (m)}.$$
Siendo H1 la Longitud de empotramiento y H la Longitud total del poste (m) (CNS-NT-02, 2020).
- La excavación para hincar la Postería debe ser circular y tener un diámetro uniforme que sea al menos 30 cm mayor que el diámetro de la base del montante. Se coloca junto al bordillo del andén para respetar la distancia de seguridad descrita en el episodio 2 (CNS-NT-02, 2020).

2.6.2 Estructuras

Para la selección de estructuras cumpliendo parámetros de diseño establecidas según CENS (Caicedo, 2008) son las siguientes:

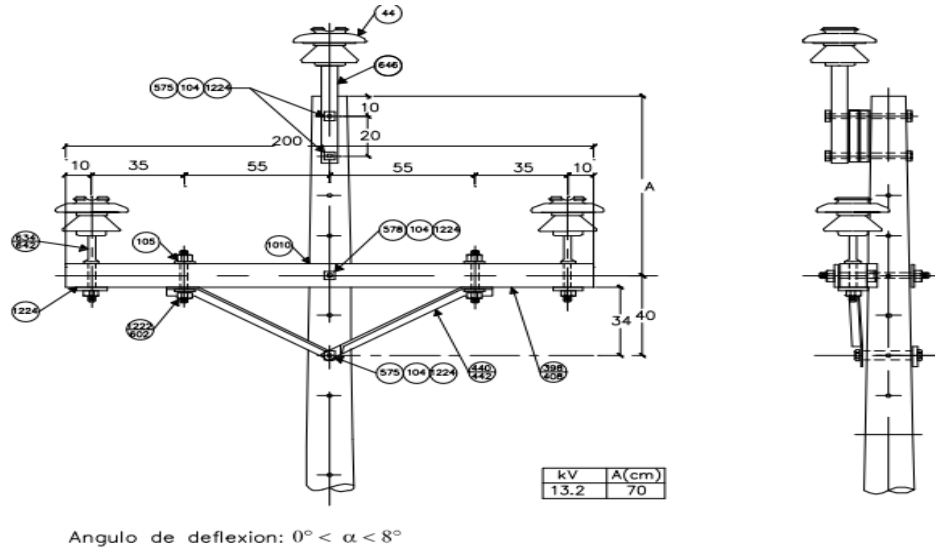


Ilustración 1. Estructura de paso disposición triangular trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

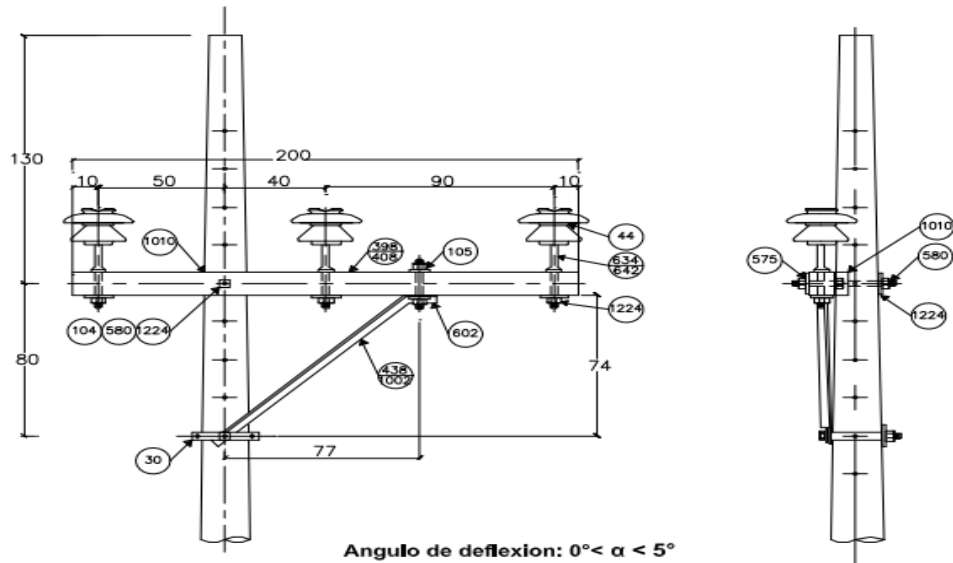


Ilustración 2. Estructura de paso semibandera trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

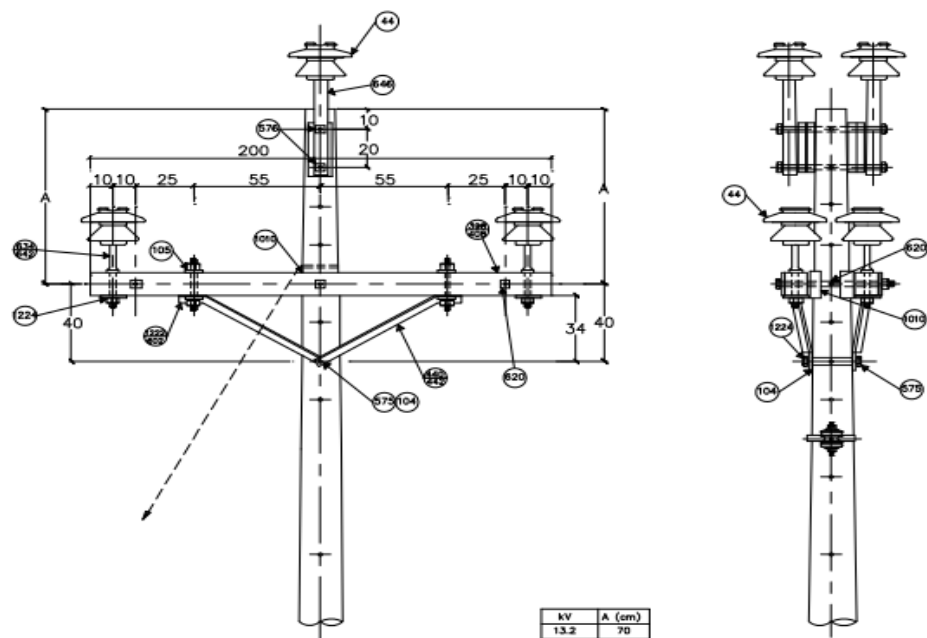


Ilustración 3. Estructura de paso triangular disposición trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

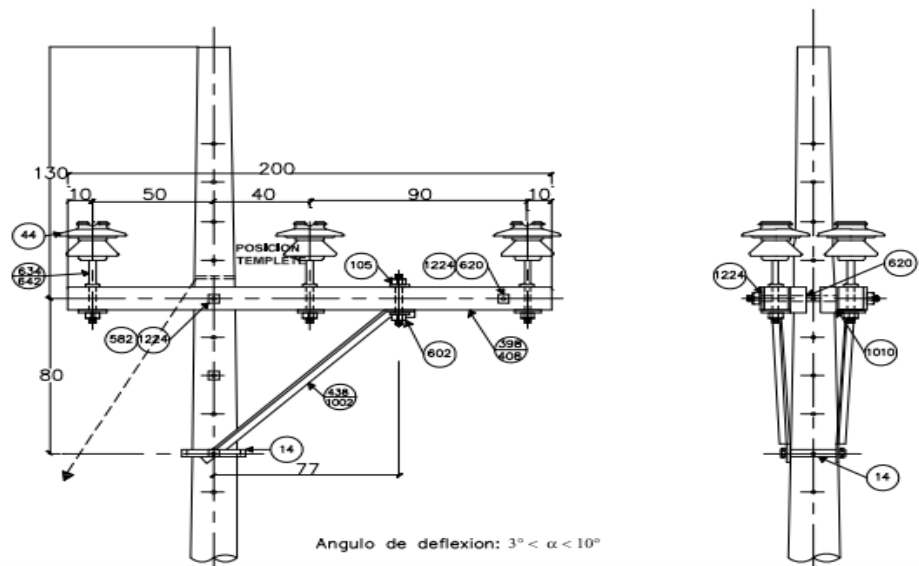


Ilustración 4. Estructura de paso doble semibandera trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

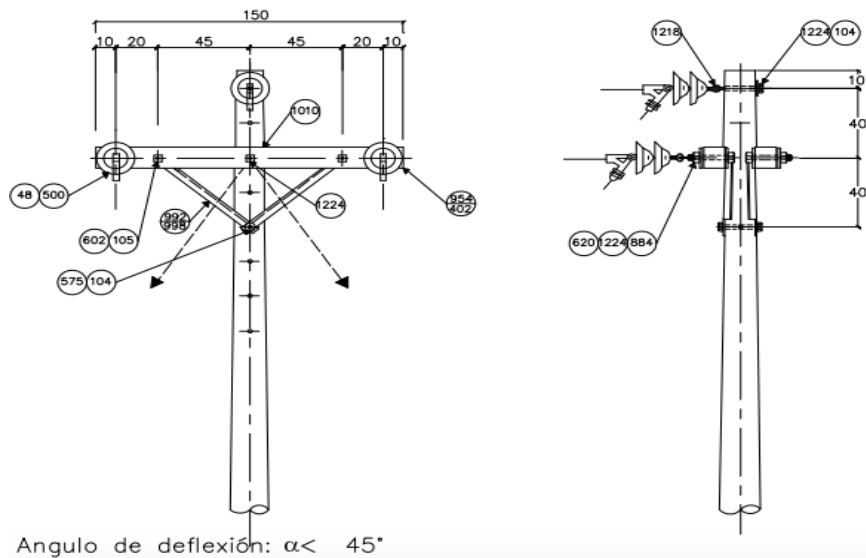


Ilustración 5. Estructura terminal disposición triangular trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

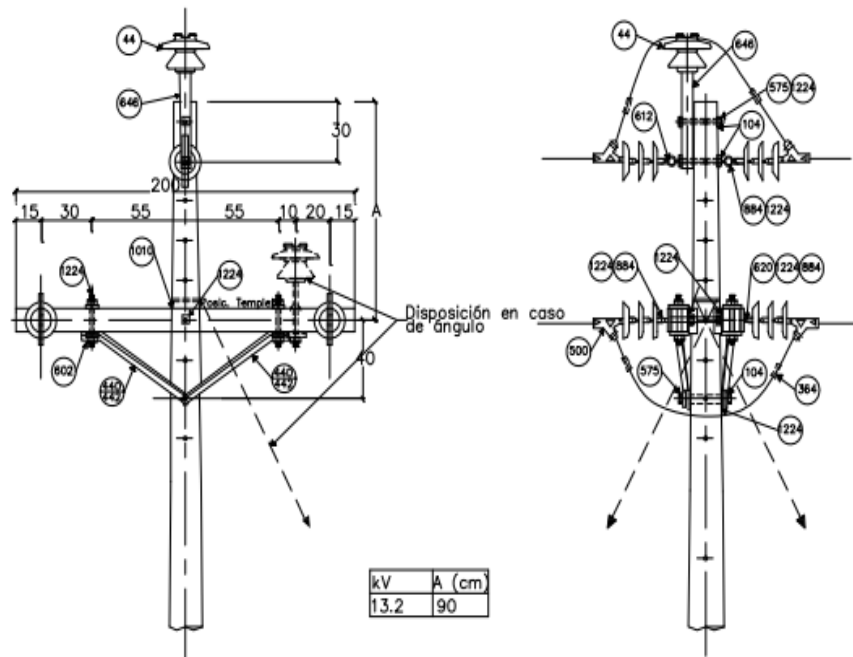


Ilustración 6. Estructura en abertura doble, triangular trifásica 13.2 kV (Caicedo, 2008).

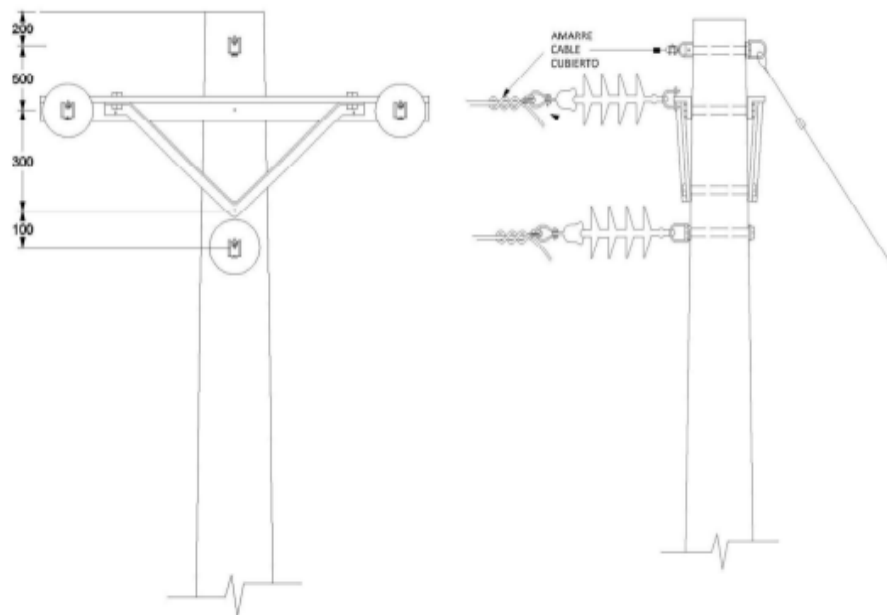


Ilustración 7. Estructura terminal disposición centro con cruceta de 1,5m cable cubierto red compacta (Caicedo, 2008).

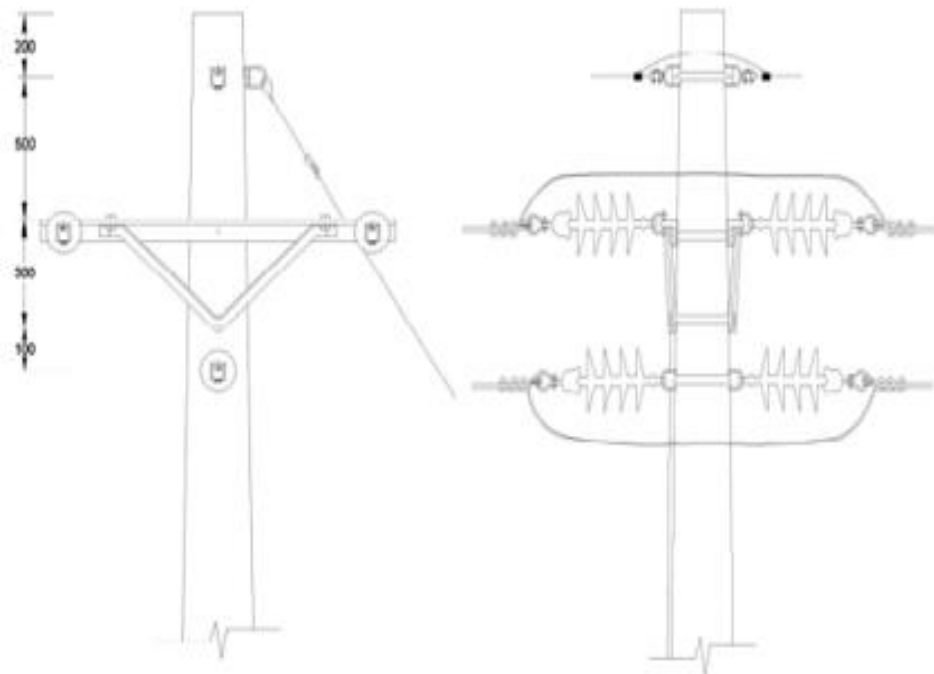


Ilustración 8. Estructura retención disposición centro con cruceta de 1,5 m cable cubierto red compacta (Caicedo, 2008).

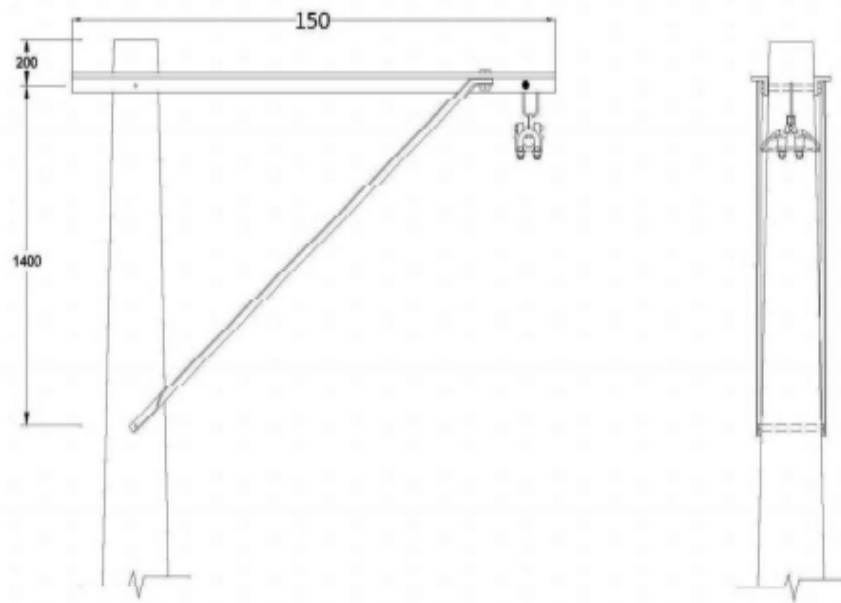


Ilustración 9. Estructura en bandera disposición suspensión cruceta 1,5 m cable cubierto red compacta (Caicedo, 2008).

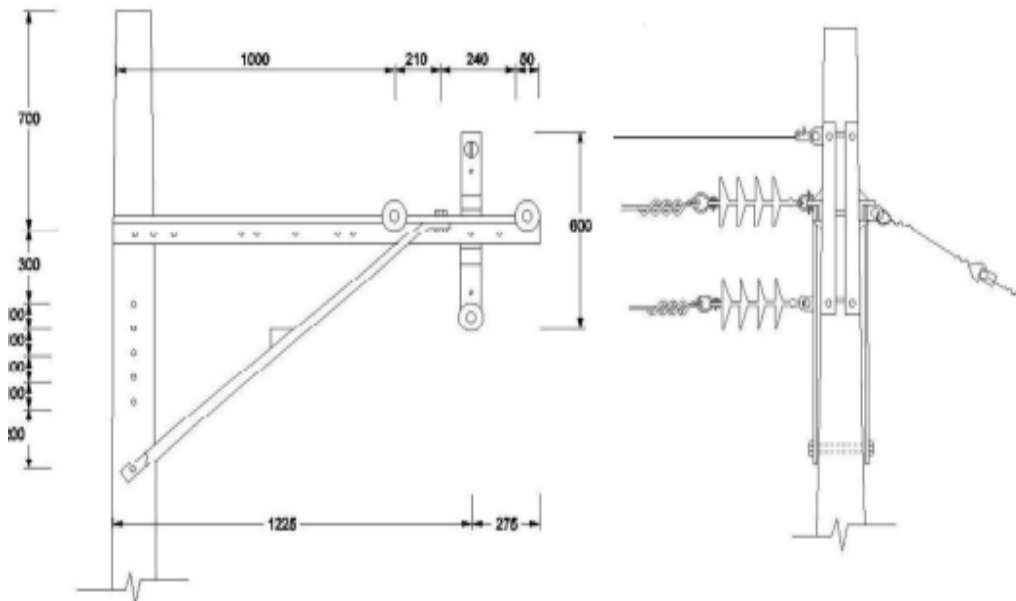


Ilustración 10. Estructura terminal disposición en bandera cruceta de 1,5 m cable cubierto red compacta (Caicedo, 2008).

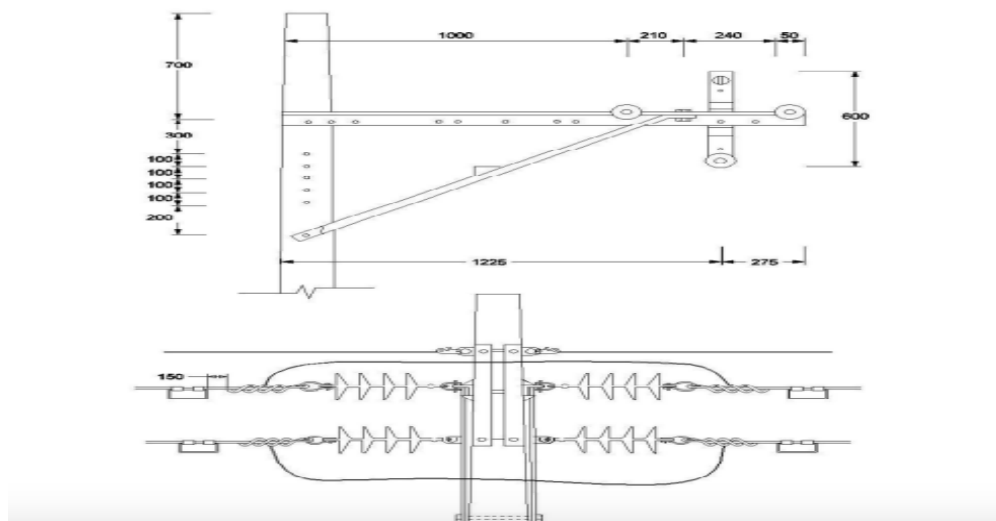


Ilustración 11. Estructura retención disposición en bandera con cruceta 1,5 m cable cubierto red compacta (Caicedo, 2008).

Las ilustraciones anteriores hacen referencia a los tipos de apoyos y torres existentes para proyectos de redes eléctricas, donde estos son tomados de la normativa CENS con el objetivo de estandarizar los diseños .

Para confirmar esta información se aplican los valores de la norma y con la ayuda del software andelec se realiza dichas pruebas comprobando que los valores de esfuerzo sean los adecuados para el proyecto.

2.7 sistema de puesta a tierra

El propósito del sistema de puesta a tierra es proteger la vida humana, evitar daños en los equipos debido a sobretensiones y mejorar la eficacia de los dispositivos de protección eléctrica al conducir adecuadamente las corrientes de fuga.

Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra
Estructuras de líneas de transmisión o torrecillas metálicas de distribución con cable de guarda	20 Ω
Subestaciones de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestaciones de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos.	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Tabla 3. Tensiones de paso y contacto (Cardenas, 2014).

Para subestaciones tipo poste, debe cumplir con un sistema de puesta a tierra que consiste en un juego de puesta en acero inoxidable con una correa de acero inoxidable de 22,22 mm de ancho y 1,2 mm de espesor, un electrodo de acero inoxidable de 2,4 metros de largo y 15 de diámetro o varilla de acero. mm está junto con cada conector de acero montado junto al transformador de distribución y una terminal de fuente de alimentación de bajo voltaje para conectar a tierra el cable neutro de la fuente de alimentación de bajo voltaje (Cardenas, 2014).

2.8 Factores de sobrecarga en el conductor

2.8.1 Catenaria del conductor

Se define como el comportamiento del conductor sometido por efectos de sobrecargas de viento y/o hielo (Bautista, 2004).

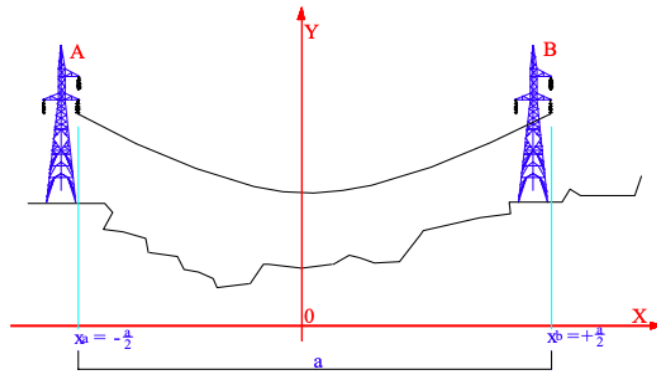


Ilustración 12. Diagrama de dos estructuras cuyos puntos de suspensión están nivelados (Bautista, 2004).

En la ilustración 12 el conductor es flexible, homogéneo e inextensible con carga continua distribuida a lo largo del conductor, en donde se toma un diferencial del conductor y teniendo en cuenta el análisis correspondiente por sumatorias de fuerzas calculamos los valores en las incógnitas de flecha, saeta, tiros etc.

Según la metodología de Juan Bautista (Bautista, 2004) se obtiene la siguiente ecuación para la catenaria:

$$y = C \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (4).$$

Ecuación 4. Cálculo para el conductor suspendido (Bautista, 2004).

Donde:

C = Distancia vertical (m).

x = Distancia punto o vértice(m).

2.8.2 Ecuación de longitud

Para conocer la longitud del conductor siendo este un parámetro esencial para calcular el costo inicial del proyecto. Basados en la metodología de Juan Bautista (Bautista, 2004) se obtiene la siguiente ecuación:

$$L' = 2C \operatorname{sen} h \left(\frac{a}{2c} \right) (5).$$

Ecuación 5. Cálculo de longitud de un conductor (Bautista, 2004).

Donde:

a = vano o distancia horizontal entre dos puntos (m).

C = Parámetro de catenaria (m).

2.8.3 Ecuación de flecha

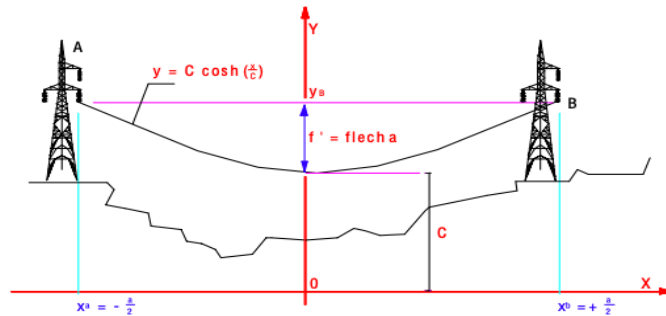


Ilustración 13. Ubicación física de la f' en un vano con extremos de suspensión (Bautista, 2004).

En la ilustración 13, representa el modelo estándar para realizar cálculos mecánicos como son la flecha, el vano, y catenaria. En definición la flecha es la diferencia de Ordenadas entre los puntos de suspensión y la ordenada del vértice del conductor según la metodología de Juan Bautista, (Bautista, 2004) se obtiene la siguiente ecuación:

$$f' = C \cosh \left(\frac{a}{2C} \right) - C (6).$$

Ecuación 6 Cálculo de flecha de un conductor (Bautista, 2004).

Donde:

a = vano o distancia horizontal entre dos puntos (m).

C = Distancia vertical parámetro de catenaria (m).

2.8.4 Tiro y esfuerzo en el conductor

Cualquier punto del conductor está sometido a un tiro (KG), cuyo valor se puede determinar por la metodología de Juan Bautista, (Bautista, 2004) dada en la siguiente ecuación:

$$T_x = T_0 \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (7).$$

Ecuación 7. Cálculo de tiro de un conductor (Bautista, 2004).

Donde:

T_0 = Tiro en el vértice (Kg).

C = Distancia vertical (m).

x = Distancia punto o vértice(m).

2.8.5 Tiro y esfuerzo en el extremo

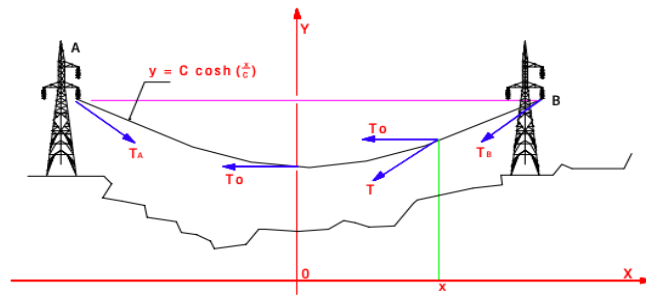


Ilustración 14. Tiro en los extremos de suspensión del conductor (Bautista, 2004).

En la ilustración 14, para efectuar el cálculo del tiro en el extremo del conductor, es necesario porque permite conocer el máximo valor de Kilogramos, al que será sometido el soporte para realizar el diseño de las estructuras, se calcula por la metodología de Juan Bautista (Bautista, 2004) obteniendo la siguiente ecuación:

$$T_b = T_0 \cosh\left(\frac{a}{2C}\right) \quad (8).$$

Ecuación 8. Cálculo de tiro en el extremo de un conductor (Bautista, 2004).

Donde:

T_0 = Tiro en el vértice (Kg).

a = vano o distancia horizontal entre dos puntos (m).

C = Distancia vertical parámetro de catenaria (m).

2.8.6 Parámetro en función del tiro máximo

El tiro máximo para aplicar al conductor y que a su vez es transmitido a la estructura, deberá cumplir con ciertos parámetros menores al tiro de rotura dado por el material fabricante según la metodología de Juan Bautista (Bautista, 2004) se obtiene de la siguiente ecuación:

$$T_{max} = \frac{TR}{cs} \quad (9).$$

Ecuación 9. Cálculo de tiro máximo (Bautista, 2004).

Donde:

TR = Tiro de rotura de conductor (kg).

cs = Coeficiente de seguridad

3. Capítulo. Desarrollo de la red de media y baja tensión

Para el desarrollo de este capítulo se plantea el diseño detallado de la red de media tensión y baja tensión del barrio Zulima, partiendo de la información otorgada por la empresa para la ubicación de la red a diseñar, tomando como base los parámetros eléctricos calculados y apoyándonos en software, herramientas tecnológicas de ingeniería se determina cada uno de los objetivos planteados en el desarrollo del proyecto, ejecutando su viabilidad y análisis económico.

3.1 Localización de la red de MT Y BT

Mediante la información geográfica localizamos las coordenadas del circuito a diseñar obteniendo información de las estructuras existentes instaladas.

Las coordenadas de ubicación para la red de media tensión y baja tensión en el barrio zulima son **(1174898,1367464)**.

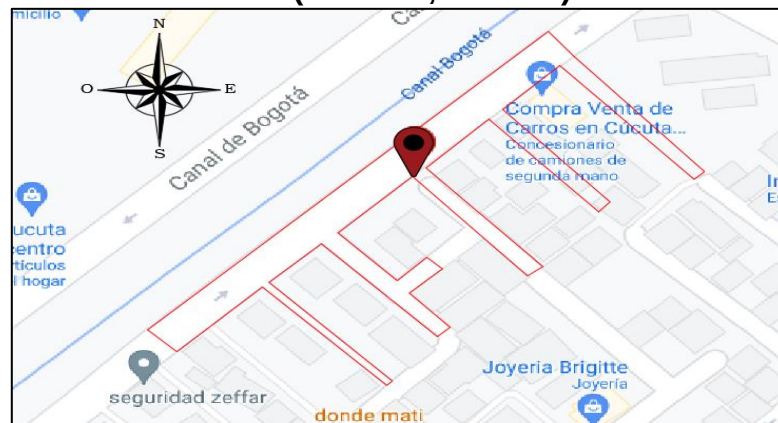


Ilustración 15. Ubicación geográfica de la red.

Fuente: Fuente: Autoría propia.

La red a diseñar requiere alimentar a 89 usuarios en el barrio Zulima, según la normativa de CENS en el capítulo 2 parámetros de diseño (CNS-NT-02, 2020) establece que para el diseño de redes de baja tensión se establece usar conductor cubierto (red trenzada) y los transformadores a instalar no deben ser superiores a 45 kVA.

3.2 Cálculos Eléctricos

3.2.1 Cálculo de la demanda

Se proyectan 2 circuitos de 45 kVA para una capacidad instalada de 90 kVA, obteniendo la demanda máxima diversificada promedio calculado según la metodología de CENS Capítulo 2 (CNS-NT-02, 2020) para usuarios de estrato socio-económico 3 y 4 de 0.55 kVA promedio, presentada en los Artículos 2.9, 8.25, 8.26 y los lineamientos de la NTC 2050.

Utilizando la ecuación GR2 :

$$Y = 0.221 + \frac{14.672}{x} \quad (10).$$

Ecuación 10. Demanda máxima diversificada (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

X= número de usuarios.

$$DD = Y * X \quad (11).$$

Ecuación 11. Demanda máxima total (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

Y= Demanda diversificada por usuario.

X= número de usuarios.

3.2.2 Demanda máxima diversificada para el T1

Utilizando las ecuaciones (10) y (11) (CNS-NT-02, 2020) se determina la demanda máxima para el transformador 1 (T1), al que pertenecen 48 usuarios

$$Y = 0.843 + \frac{3.547}{48} = 0.53 \text{ kVA}$$

$$DD = Y * X = 25.44 \text{ kVA}$$

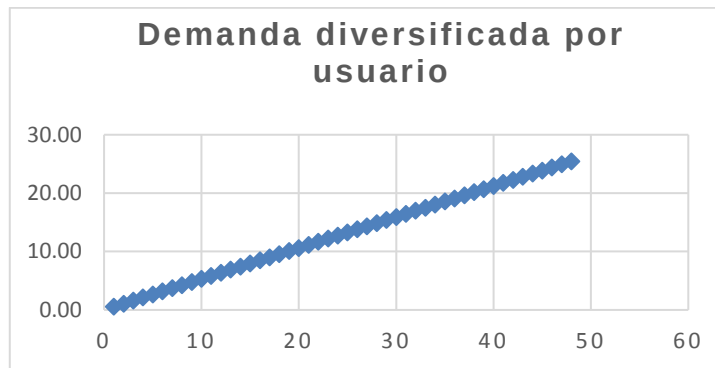


Ilustración 16. Demanda diversificada por usuario T1.
Fuente: Fuente: Autoría propia.

Proyectando un crecimiento anual del 1% dentro de 8 años.

$$DD = 25.44 \text{ kVA} * (1.01 * 8)$$

$$DD = 27.37 \text{ kVA}.$$

3.2.3 Demanda máxima diversificada para el T2

.Utilizando las ecuaciones (10) y (11) (CNS-NT-02, 2020) se determina la demanda máxima para el transformador 2 (T2), al que pertenecen 41 usuarios.

$$Y = 0.843 + \frac{3.547}{41} = 0.58 \text{ kVA}.$$

$$DD = Y * X = 23.78 \text{ kVA}.$$

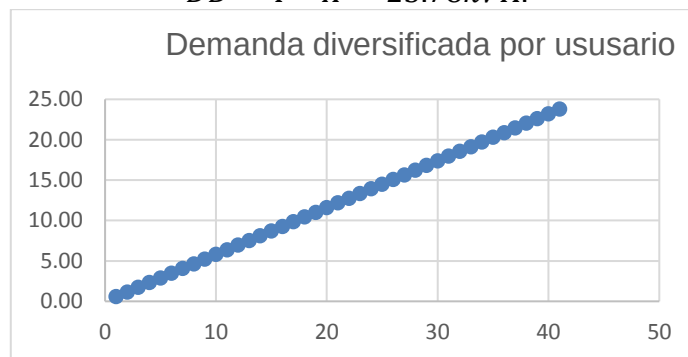


Ilustración 17. Demanda diversificada por usuario T2.
Fuente: Fuente: Autoría propia.

Proyectando un crecimiento anual del 1% dentro de 8 años.

$$DD = 23.78 \text{ kVA} * (1.01 * 8)$$

$$DD = 25.70 \text{ kVA}.$$

3.2.4 Intensidad nominal en MT del transformador trifásico

. la ecuación (12) se determina el valor de intensidad nominal del transformador para el nivel de tensión 13.2 kV.

$$I_{MT} = \frac{P_N}{\sqrt{3} U_{MT}} \quad (12).$$

Ecuación 12. Intensidad nominal MT (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

PN: Potencia nominal aparente del transformador (45KVA).

UMT: Tensión primaria entre fases del transformador (13.2KV).

IMT: Intensidad nominal que circula para el devanado primario (A).

$$I_{MT} = \frac{450000}{\sqrt{3} * 13200} = 1,96 \text{ A.}$$

3.2.5 Intensidad Nominal en BT transformador trifásico

Utilizando la ecuación (13) se determina el valor de intensidad nominal del transformador para el nivel de tensión 220 V.

$$I_{BT} = \frac{P_N * 1000}{\sqrt{3} U_{BT}} \quad (13).$$

Ecuación 13. Intensidad nominal BT (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

PN: Potencia aparente nominal del transformador (45 kVA).

UBT: Tensión nominal secundaria entre fases del transformador (220V).

IBT: Intensidad nominal de línea en B.T. (A).

$$I_{BT} = \frac{45000 * 1000}{\sqrt{3} * 220} = 118 \text{ A.}$$

3.2.6 Cálculo y selección del conductor

3.2.6.1 Resistencia del conductor

.La resistencia R del conductor, en Ω/km varía con la temperatura de funcionamiento de la línea

$$R_T = R_{20^\circ} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 20)] \Omega / \text{km} \quad (14).$$

Ecuación 14. Resistencia del conductor (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

R_T = Resistencia del conductor a la temperatura de servicio "T".

T = Temperatura de servicio del conductor.

α = Coeficiente de temperatura del conductor a 20°C , considerando

$\alpha = 0,00403 \text{ } (^\circ\text{C}^{-1})$ para aluminio.

En la siguiente tabla se pueden apreciar las resistencias y reactancias para diferentes calibres de cables (CNS-NT-02, 2020)

Calibre AWG	Resistencia a AC R(ohm/km)		Reactancia inductiva XL(ohm/km)
	75°C	90°C	
			cuádruplex
4	1,666	1,748	0,116
2	1,048	1,1	0,112
1/0	0,659	0,692	0,109
2/0	0,523	0,549	0,107
3/0	0,415	0,436	0,105
4/0	0,329	0,346	0,103

Tabla 4. Resistencia y reactancia del conductor (CNS-NT-02, 2020).

3.2.6.2 Intensidad de carga

$$i = \frac{D_{max}}{V * \sqrt{3}} \quad (15).$$

Ecuación 15. Intensidad de carga (CNS-NT-02, 2020).

Donde:

D Max =Demanda instalada (90 kVA).

i= Corriente(A).

V=Tensión Compuesta de la línea (13,2 kV).

$$i = \frac{90000}{13200 * \sqrt{3}} = 3,92 \text{ A.}$$

3.2.7 Conductor optimo

Para la selección del conductor óptimo económico para un sistema de distribución se deben tener en cuenta aspectos como:

- Disminuir la corriente que pasa a través de un conductor, es decir, tener una carga más eficiente (CNS-NT-03, 2016).
- Disminuir la resistencia del conductor al paso de la corriente mediante el incremento del calibre (CNS-NT-03, 2016).
- Que cumplan con los criterios de pérdidas mínimas (CNS-NT-03, 2016).
- Que cumplan los porcentajes de regulación mínimos establecidos por la norma (CNS-NT-03, 2016).
- Tener en cuenta los costos de energía que hagan viable el proyecto (CNS-NT-03, 2016).

Con base en las tablas 5, 6 y 7 según RETIE capítulo 3 requisitos de productos artículo eléctrico, seleccionamos el conductor que cumpla con los criterios. (RETIE, 2013).

3.2.7.1 Conductor seleccionado media tensión

ACSR 2/0 AWG Quail.

Diámetro: 20.0 mm.

Carga rotura: 2404 kgf.

Capacidad corriente: 281 A.

Resistencia: 0.05371 ohm/m.

3.2.7.2 Conductor seleccionado baja tensión

Cplex cable 3*2/0+2/0.

Diámetro: 36,4 mm.

Carga de rotura: 2405 kfg.

Capacidad de corriente : 125 A.

Resistencia: 0.04277 ohm/m.

CABLES CUBIERTOS TRICAPA 15 kV											
AAAC						ACSR					
Calibre	Nombre clave	N° de hilos	Diámetro total	Carga a la rotura	Masa total	Calibre	Nombre clave	N° de hilos alum/acero	Diámetro total	Carga a la rotura	Masa total
			mm	kgf	kg/km	AWG/kcmil			mm	kgf	kg/km
77,47	Ames	7	16,8	1272	295	2	Sparrow	6/1	16,8	1293	323
123,3	Azusa	7	18,8	1399	392	1/0	Raven	6/1	18,8	1987	438
155,4	Anaheim	7	20,0	2445	457	2/0	Quail	6/1	20,0	2404	515
195,7	Amherst	7	21,8	3079	552	3/0	Pigeon	6/1	21,4	3003	611
246,9	Alliance (19)	19	23,3	3925	652	4/0	Penguin (20/1)	20/1	22,9	2916	655
312,80	Butte	19	24,8	4767	749	266,8	Waxwing	18/1	24,0	3121	731
394,5	Canton	19	26,8	6013	895	336,4	Merlin	18/1	25,9	3937	875
465,4	Cairo	19	28,3	7092	1022	397,5	Chickadee	18/1	27,3	4509	997
559,50	Darien	19	30,8	8527	1207	477	Pelican	18/1	29,1	5352	1160

Tabla 5. Cables cubiertos bicapa (RETIE, 2013).

Nombre clave	Calibre	Masa nominal						Carga a la rotura		Resistencia nominal c.c. a 20 °C		Capa- cidad de corriente
		Aluminio		Acero		Total						
	AWG or kcmil	kg/km	lb/kft	kg/km	lb/kft	kg/km	lb/kft	kgf	kips	Ω/km	Ω/kft 1000 ft	A*
Sparrow/AW	2	92,4	62,07	37	24,83	129,3	86,9	1263	2,76	0,806	0,245	187
Sparate/AW	2	92,4	62,08	56	37,66	148,4	99,7	1689	3,6	0,783	0,239	183
Robin/AW	1	116,4	78,26	46,6	31,3	163	109,5	1666	3,46	0,638	0,195	215
Raven /AW	1/0	147	98,79	68,8	39,62	206,8	138,3	1928	4,26	0,606	0,164	246
Quail/AW	2/0	186,1	124,4	74	49,76	260,1	174,1	2328	5,13	0,402	0,122	281
Pigeon /AW	3/0	233,4	166,8	93,4	62,73	326,7	220	2869	6,3	0,319	0,097	320
Penguin/AW	4/0	294,4	197,8	117,8	79,13	412,1	276,9	3486	7,68	0,262	0,077	366
Waxwing/AW	266,8	372,7	260,4	49,5	33,23	422,1	283,6	3094	6,82	0,209	0,064	461
Partridge/AW	266,8	374,8	261,9	146,8	97,97	520,6	349,8	4901	10,81	0,202	0,062	466

Tabla 6. ACSR desnudo (RETIE, 2013).

Cable Múltiplex					Conductor(es) de Fase							3.Conductor Neutro Portante AAAC 7 Hilos	
					1. Conductor				2. Aislamiento				
Código	Descripción	Diámetro Total Aprox	Peso Total Aprox	Capacidad de Corriente (+)	No	Calibre	No Hilos	Diámetro	Resistencia DC a 20°C	Espesor	Diámetro	Calibre	Carga de Rotura
	Fases x AWG + Neutro kcmil	mm	kg/km	A		AWG		mm	Ohm/km	mm	mm	kcmil	J-I
Whippet	DPX 1x4+48,69 AAAC	14,5	153	115	1								
Barnacles	TPX 2x4+48,69 AAAC	16,4	241	115	2	4	7	5,71	1,359	1,14	8,1	48,69	799
Arabian	CPX3x4+48,69 AAAC	21,5	328	100	3								
Schnauzer	DPX 1x2+77,47 AAAC	17,6	235	150	1								
Shrimp	TPX 2x2+77,47 AAAC	19,7	366	150	2	2	7	7,20	0,854	1,14	9,6	77,47	1272
Belgier	CPX3x2+77,47 AAAC	25,7	494	135	3								
Solaster	TPX 2x2+48,69 AAAC	19,2	325	150	2	2	7	7,20	0,854	1,14	9,6	48,69	799

Tabla 7. Cable multiplex (RETIE, 2013).

3.2.8 Memoria de cálculo

Transformadores	Capacidad	Usuarios	Demanda máxima diversificada	Conductor
T1	45 kVA	48	27,37 kVA	ACSR 2/0 AWG
T2	45 kVA	41	25,70 kVA	Cplex cable 3*2/0 +2/0

Tabla 8. Cálculo transformadores.

Fuente: Autoría propia.

En la tabla 8, se muestra la demanda determinada por transformador, la cantidad de usuarios por circuito, los transformadores seleccionados son de 45 KVA, siendo su potencia máxima como se rige en la normativa CENS capítulo 2.

3.2.9 Transformador seleccionado



Ilustración 12 Transformador 45 kVA (Eléctricos, 2021).

En la ilustración 18, se observa el tipo de transformador seleccionado para el diseño de la red presente, este tipo de transformador es el estándar implementado por CENS en todo tipo de proyecto.

CARACTERÍSTICAS TRANSFORMADOR	
KVA	45
AMP. PRIM	1.968
KV. PRIM	13.2
KA. SECO. CC	3.936
TIPO DE ACEITE	VEGETAL
CLASE DE AISLAMIENTO	Ao
FASES	3
AMP. SEC	118.09
V. SEC	220/127
BIL. KV MT/BT	95/30
FRECUENCIA Hz	60
CONEXIÓN	Dyn5
UZ. %(85)°	3
REFRIGERACION	KNAN
ACEITE Lt	134
PESO TOTAL Kg	498

Tabla 9 Características del transformador (Eléctricos, 2021).

La tabla 9, describe la selección de las características del transformador , cumpliendo con la normativa aplicada y la demanda para los usuarios del barrio zulima.

3.3 Cálculo para regulación de tensión y pérdidas de potencia

Utilizando las ecuaciones (1) y (2) (CNS-NT-02, 2020) afirmamos y obtenemos el cálculo de regulación y perdidas máximas de potencia para la red diseñada:

$$\%R = F_c \frac{K_G}{V_L^2} M \quad (1).$$

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

A continuación, se muestra la regulación de tensión y pérdidas de potencia para el primer tramo del transformador T1.

Según la normativa CENS capítulo 2, los límites de regulación permitidos en la red de distribución urbana debe ser inferior al 3% (CNS-NT-02, 2020).

Según la normativa CENS capítulo 2, las pérdidas técnicas máximas permitidas en BT son de 2,35%. (CNS-NT-02, 2020).

Punto p3:

Usuarios=13.

Distancia = 5m.

$F_c = 1$.

$K_G = 41.51$.

$F_p = 0.9$.

Conductor 3X2/0+2/0 con una resistencia de $0,002139\Omega/\text{km}$.

$$R\% = 1 \times \frac{41.51}{(220 [V])^2} * 6.89 [kVA] * 5[m].$$

$$R\% = 0,03$$

$$PL\% = \frac{0.002139 \left[\frac{\Omega}{Km} \right] * 34.45 [KVA * m]}{(220 [V])^2 * 0.9} * 100$$

$$PL\% = 0,00$$

Punto p2:

Usuarios = 13.

Distancia= 32 m.

$F_c = 1$.

$K_G = 41.51$.

$F_p = 0.9$.

Conductor 3X2/0+2/0 con una resistencia de $0,013686\Omega/\text{km}$.

$$R\% = 1 \times \frac{41.51}{(220 [V])^2} * 6.89 [kVA] * 32[m]$$

$$R\% = 0,19$$

$$PL\% = \frac{0.013686 \left[\frac{\Omega}{Km} \right] * 220.48[KVA * m]}{(220 [V])^2 * 0.9} * 100$$

$$PL\% = 0,01$$

Punto p1:

Usuarios = 3.

Distancia = 33 m.

Fc = 1.

K_G = 41.51.

Fp = 0.9.

Conductor 3X2/0+2/0 con una resistencia de 0,014114Ω/km.

$$R\% = 1 \times \frac{41.51}{(220 [V])^2} * 1.59 [kVA] * 33[m]$$

$$R\% = 0,05$$

$$PL\% = \frac{0.014114 \left[\frac{\Omega}{Km} \right] * 52.47[KVA * m]}{(220 [V])^2 * 0.9} * 100$$

$$PL\% = 0,0$$

Punto p0:

Usuarios = 5.

Distancia = 29 m.

Fc = 1.

K_G = 41.51.

Fp = 0.9.

Conductor 3X2/0+2/0 con una resistencia de 0,012403Ω/km.

$$R\% = 1 \times \frac{41.51}{(220 [V])^2} * 2.65 [kVA] * 29[m]$$

$$R\% = 0,07$$

$$PL\% = \frac{0.012403 \left[\frac{\Omega}{Km} \right] * 76.85[KVA * m]}{(220 [V])^2 * 0.9} * 100$$

$$PL\% = 0,00$$

% R Tramo = %Rp3 + %Rp2 + %Rp1 + %Rp0

%R Tramo = 0.03 + 0.19 + 0.05 + 0.07 = 0.33

% PLTramo = %PL3 + %PL2 + %PL1 + %PL0

% PLTramo = 0.00 + 0.01 + 0.00 + 0.00 = 0.01

REGULACION Y PERDIDAS DE POTENCIA CTO T1												
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P3	13	0,53	6,89	220	18,10	5,00	41,51	34,45	0,002139	1	0,03	0,00
P2	13	0,53	6,89	220	18,10	32,00	41,51	220,48	0,013686	1	0,19	0,01
P1	3	0,53	1,59	220	4,18	33,00	41,51	52,47	0,014114	1	0,05	0,00
P0	5	0,53	2,65	220	6,96	29,00	41,51	76,85	0,012403	1	0,07	0,00
											0,33	0,01
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P3	13	0,53	6,89	220	18,10	5,00	41,51	34,45	0,002139	1	0,03	0,00
P4	13	0,53	6,89	220	18,10	32,00	41,51	220,48	0,013686	1	0,19	0,01
P5	5	0,53	2,65	220	6,96	29,00	41,51	76,85	0,012403	1	0,07	0,00
											0,28	0,01
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P3	22	0,53	11,66	220	30,64	5,00	41,51	58,3	0,002139	1	0,05	0,00
P6	19	0,53	10,07	220	26,46	28,00	41,51	281,96	0,011976	1	0,24	0,01
P7	9	0,53	4,77	220	12,53	33,00	41,51	157,41	0,014114	1	0,14	0,00
											0,43	0,01
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P3	22	0,53	11,66	220	30,64	5,00	41,51	58,3	0,002139	1	0,05	0,00
P6	19	0,53	10,07	220	26,46	28,00	41,51	281,96	0,011976	1	0,24	0,01
P8	5	0,53	2,65	220	6,96	18,00	41,51	47,7	0,007699	1	0,04	0,00
											0,33	0,01

Tabla 10. Regulación de tensión y perdidas máximas de potencia T1.
Fuente: Autoría propia..

REGULACION Y PERDIDAS DE POTENCIA CTO T2												
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P9	19	0,53	10,07	220	26,46	5,00	41,51	50,35	0,002139	1	0,04	0,00
P10	19	0,53	10,07	220	26,46	31,00	41,51	312,17	0,013259	1	0,27	0,01
P11	10	0,53	5,30	220	13,93	23,00	41,51	121,9	0,009837	1	0,10	0,00
											0,42	0,01
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P9	19	0,53	10,07	220	26,46	5,00	41,51	50,35	0,002139	1	0,04	0,00
P10	19	0,53	10,07	220	26,46	31,00	41,51	312,17	0,013259	1	0,27	0,01
P12	4	0,53	2,12	220	5,57	18,00	41,51	38,16	0,007699	1	0,03	0,00
											0,34	0,01
PUNTO	USUARIOS	DMax (kVA)	POTENCIA (KVA)	TENSION (V)	CORRIENTE (A)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F.C.	%R	%PL
P9	22	0,53	11,66	220	30,64	5,00	41,51	58,3	0,002139	1	0,05	0,00
P13	21	0,53	11,13	220	29,24	25,00	41,51	278,25	0,010693	1	0,24	0,01
P14	14	0,53	7,42	220	19,50	28,00	41,51	207,76	0,011976	1	0,18	0,00
P15	7	0,53	3,71	220	9,75	30,00	41,51	111,3	0,012831	1	0,10	0,00
											0,56	0,01

Tabla 11. Regulación de tensión y perdidas máximas de potencia T2.
Fuente: Fuente: Autoría propia.

En la tabla 10 y 11 , se presentan los cálculos por regulación y pérdidas máximas de potencia con los resultados obtenidos:

T1: %R= 1.37 , %PL= 0.03 ; T2: %R= 1.32 , %PL= 0.03

En la cual se da cumplimiento a los parámetros de regulación menores al 3% y perdidas de potencia máximas permitidas de 2.35% según lo establecido por la normativa CENS capítulo 2 (CNS-NT-02, 2020).

3.4 Cálculo de resistividad

CALCULO DE RESISTIVIDAD DEL TERRENO METODO DE WENNER

$$P = \frac{4\pi AR}{1 + \left[\frac{2A}{\sqrt{A^2 + 4B^2}} \right] - \left[\frac{A}{\sqrt{A^2 + B^2}} \right]}$$

R= RESISTIVIDAD OBTENIDA CON TELUROMETRO

A= DISTANCIA ENTRE ELECTRODOS EN METROS

B= PROFUNDIDAD DE ENTERRADO DE LOS ELECTRODOS EN METROS

P= RESISTIVIDAD PROMEDIO

A=	10
B=	0.3
R=	0.33
P(OHM/M)=	20.77

CALCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Siguiendo la metodología de la IEEE 80 el calculo de la puesta a tierra para una varilla vertical es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi l} * \ln\left(\frac{2l}{r}\right)$$

VARILLA (VERTICAL)

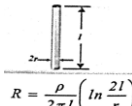
Donde:

R: resistencia de puesta a tierra (Ω).

ρ: resistividad del terreno (Ω.m).

l: longitud de la varilla de puesta a tierra (m).

r: radio de la varilla de puesta a tierra (m).



Para este proyecto las variables son:

Resistividad del terreno:	20.77
Longitud de la varilla de puesta a tierra:	2.4
RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA CALCULADA	8.8

CALCULO DE TENSION MAXIMA PERMITIDA

tc Tiempo de despeje de la falla (s)	0.15
Io Corriente de la falla a tierra monofasica primario	600
VOLTAJE DE PASO TOLERABLE: Vpt (V)	334
VOLTAJE DE CONTACTO TOLERABLE: Vct (V)	306

Ilustración 18. Cálculo de resistividad puesta a tierra.
Fuente: Fuente: Autoría propia.

La ilustración 18 , muestran la metodología para calcular la resistividad del terreno, teniendo una resistividad de 20.77 Ohmios, valor menor a 25 Ohmios, cumpliendo con los lineamiento de la IEEE standard 80 (Cardenas, 2014)

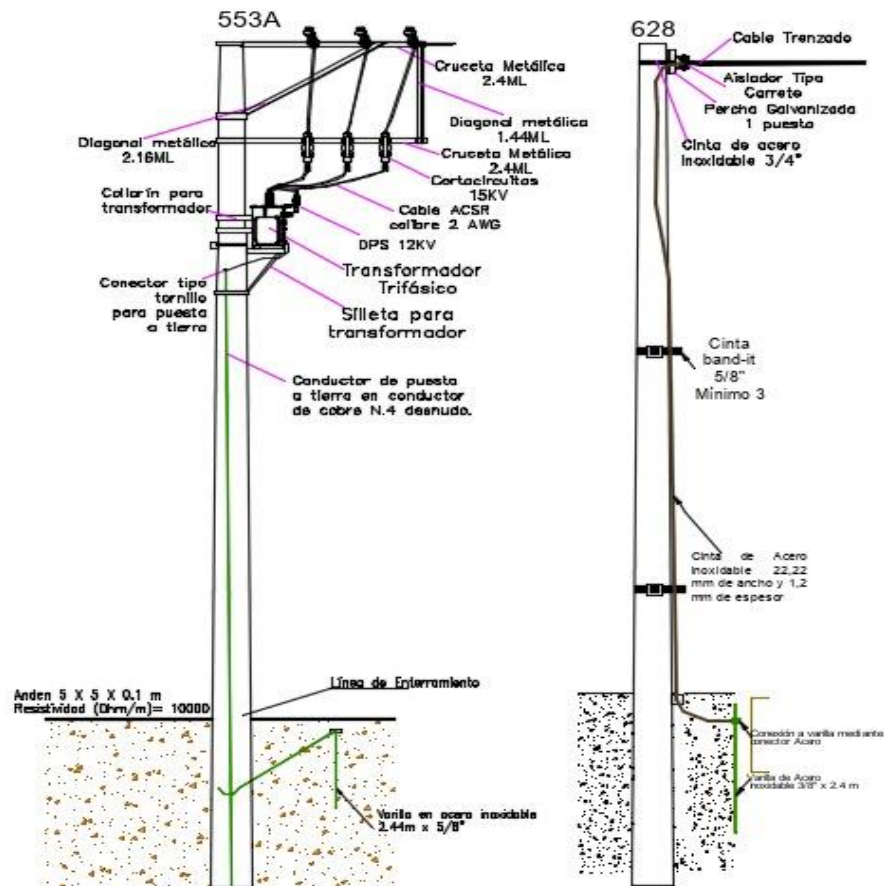


Ilustración 19. Puesta tierra del circuito.
Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 19, muestra la conexión de punto a tierra para el transformador y el neutro en BT, aterrizando cada uno de los elementos para protegerlos de sobrecargas, corrientes de fuga, dando seguridad a la instalación y protección a las personas.

3.5 SELECCIÓN DE DPS Y CORTOCIRCUITO

El tipo de aislamiento se debe seleccionar para este diseño según la metodología CENS en el Capítulo 3 (CNS-NT-03, 2016, pág. 38) teniendo en cuenta las tensiones de servicio son 34.5/13.2Kv en media tensión y 220/127 v en baja tensión.

NIVEL	AISLAMIENTO (kV)	BIL (kV)
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13,2 kV	15,0	95
Media tensión 34,5 kV	36,0	200

Tabla 12 Aislamiento según niveles de tensión (CNS-NT-03, 2016).

El aislamiento para conductores en este proyecto será de 600 voltios. Elementos de soporte y BIL de 95 kV para el nivel de 13.2 kV.

- 3 DPS 12 kV , 10 kA.
- 3 Fusibles 15 kV, 3 A.

3.6 Selección de apoyos y estructuras

PUNTO	CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA	
		M.T.	B.T.
P0	8m x 1050kgf	-	628
P1	8m x 510kgf	-	626
P2	8m x 1500kgf	STOP	629
P3	12m x 1350kgf	553A/711	629
P4	8m x 510kgf	-	626
P5	8m EXISTENTE	-	628(x2)
P6	8m x 1050kgf	-	629(x2)
P7	8m x 1050kgf	-	628
P8	8m x 1050kgf	-	628(x2)
P9	12m x 1350kgf	560A/711	629
P10	8m EXISTENTE	-	629(x2)
P11	8m EXISTENTE	-	628
P12	8m EXISTENTE	-	628
P13	8m x 1350kgf	-	629
P14	8m x 510kgf	-	626
P15	8m x 1050kgf	-	628

Tabla 13. Apoyos seleccionados.
Fuente: Autoría propia.

3.7 Diseño de la red MT Y BT en AutoCAD

Para el diseño del plano en AutoCAD se establecen las coordenadas geográficas de localización mediante el programa de Google Earth, basándonos en la normativa CENS Capitulo 3 (CNS-NT-03, 2016) establecemos limites, distancias de seguridad entre la red de MT o BT y las edificaciones ubicando cada uno de los apoyos y sus coordenadas.

PUNTO	ESTE	NORTE	ALTURA(m)
P0	1174898	1367464	298
P1	1174880	1367487	298
P2	1174862	1367506	291
P3	1174836	1367489	291
P4	1174857	1367469	292
P5	1174877	1367448	295
P6	1174814	1367470	283
P7	1174834	1367448	289
P8	1174804	1367464	298
P9	1174781	1367440	293
P10	1174803	1367420	295
P11	1174817	1367404	297
P12	1174818	1367428	294
P13	1174764	1367420	295
P14	1174780	1367402	289
P15	1174800	1367384	288

Tabla 14. Coordenadas de los apoyos.

Fuente: Autoría propia.

La tabla 14, muestra las coordenadas planas obtenidas por un Gps , por lo cual especifica cada uno puntos de los apoyos tanto en el eje x, como en el eje y, necesarios para la ubicación geografica de la red y efectuar el diseño en AutoCAD.

3.7.1 Convenciones

En ilustración 23. A continuación se muestra la simbología empleada para el diseño de los planos electricos, indicando el tipo de red, estructuras, postes, equipos, cruces aereos, protecciones.

<p>— xx — RED M.T TRIFÁSICA EXISTENTE CELDA PATIOS 13.2KV</p> <p>— xx — RED M.T TRIFÁSICA EXISTENTE CELDA BELC35 34.5 KV</p> <p>— — RED TRENZADA PROYECTADA CPLEX 3X2/0+2/0 AWG CTO T1</p> <p>— — RED TRENZADA PROYECTADA CPLEX 3X2/0+2/0 AWG CTO T2</p> <p>— — RED TRENZADA BT EXISTENTE</p> <p>— — RED ABIERTA BT EXISTENTE 4 HILOS</p>	<p>CRUCE AEREO BT</p> <p>CRUCE AEREO MT</p> <p>TRANSFORMADOR EXISTENTE</p> <p>TRANSFORMADOR PROYECTADO</p> <p>PUESTA A TIERRA B.T PROYECTADA</p> <p>PUESTA A TIERRA M.T PROYECTADA</p> <p>TEMPLETE STOP</p> <p>TEMPLETE A TIERRA DE M.T.</p> <p>TEMPLETE A TIERRA EN GUITARRA</p> <p>TEMPLETE A TIERRA DE B.T.</p> <p>ABERTURA B.T</p> <p>PASO B.T</p> <p>TERMINAL B.T</p> <p>LÁMPARA A.P</p> <p>TRANSFORMADOR PARTICULAR</p> <p>CUCHILLAS SECCIONADORAS EXISTENTES</p> <p>CUCHILLAS SECCIONADORAS NUEVAS</p> <p>CORTACIRCUITO 13.2KV</p> <p>CORTACIRCUITO EXISTENTE</p> <p>SEPARADOR BT RED TRENZADA</p> <p>CAJA B.T NUEVA</p> <p>CAJA B.T EXISTENTE</p> <p>RECONECTADOR EXISTENTE</p>
<p>● POSTE CONCRETO 8m EXISTENTE</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 510 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 750 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 1050 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 1350 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 1500 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 8m x 2000 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m EXISTENTE</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m x 750 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m x 1050 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m x 1350 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m x 1500 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 12m x 2000 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 14m x 1050 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 14m EXISTENTE</p> <p>● POSTE DE CONCRETO 14m x 3000 kgf NUEVO</p> <p>● POSTE CONCRETO 10m EXISTENTE</p>	<p>511 ESTRUCTURA DE PASO TRIFÁSICA PIN SENCILLO DISPOSICIÓN HORIZONTAL</p> <p>513 ESTRUCTURA DE PASO TRIFÁSICA DOBLE PIN DISPOSICIÓN HORIZONTAL</p> <p>550 ESTRUCTURA M.T TERMINAL TRIFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL</p> <p>560 ESTRUCTURA M.T. RETENCIÓN DISPOSICIÓN HORIZONTAL</p> <p>523A ESTRUCTURA M.T PASO BANDERA PIN SENCILLO</p> <p>533A ESTRUCTURA M.T PASO BANDERA DOBLE PIN</p> <p>560A ESTRUCTURA M.T. ABERTURA EN BANDERA</p> <p>553A ESTRUCTURA M.T TERMINAL BANDERA</p> <p>711 MONTAJE DE TRANSFORMADOR TRIFÁSICO</p> <p>730 DERIVACIÓN TRIFÁSICA CON CORTACIRCUITO</p> <p>732 DERIVACIÓN TRIFÁSICA SIN CORTACIRCUITO</p> <p>514 ESTRUCTURA M.T TERMINAL MONOFÁSICA DISPOSICIÓN HORIZONTAL</p> <p>016 ESTRUCTURA ABERTURA RED ABIERTA EN BAJA TENSIÓN 4 HILOS</p> <p>615 ESTRUCTURA TERMINAL RED ABIERTA EN BAJA TENSIÓN 4 HILOS</p> <p>613 ESTRUCTURA PASO RED ABIERTA EN BAJA TENSIÓN 4 HILOS</p> <p>026 ESTRUCTURA PASO RED TRENZADA BAJA TENSIÓN</p> <p>628 ESTRUCTURA TERMINAL RED TRENZADA BAJA TENSIÓN</p> <p>629 ESTRUCTURA ABERTURA RED TRENZADA BAJA TENSIÓN</p>

Ilustración 20. Convenciones plano existente.
Fuente: Plantilla CENS, Autoría propia.

3.7.2 Plano red existente

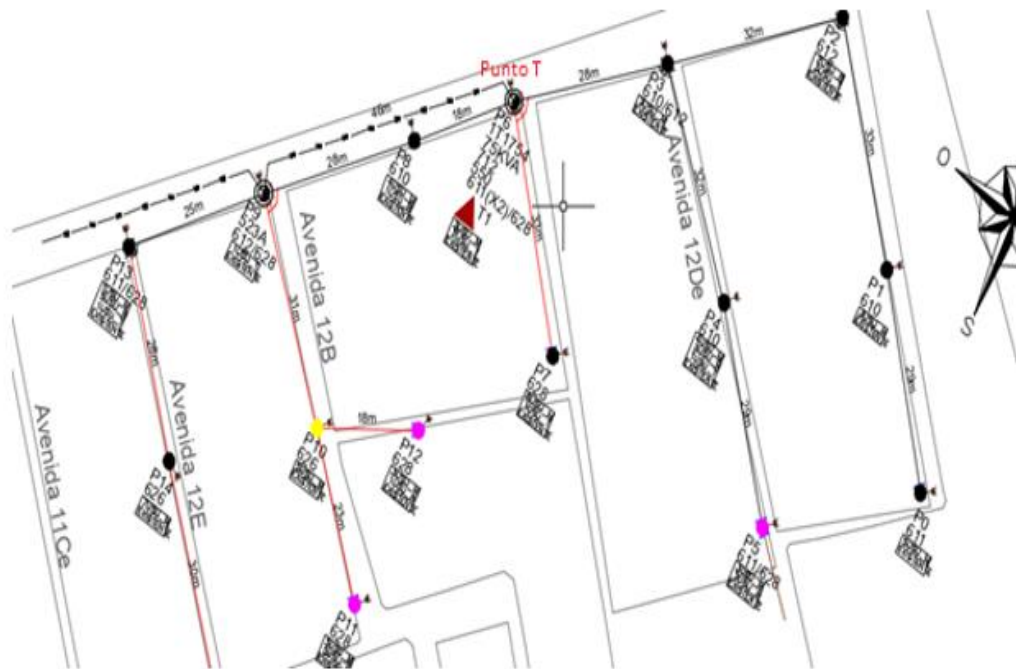
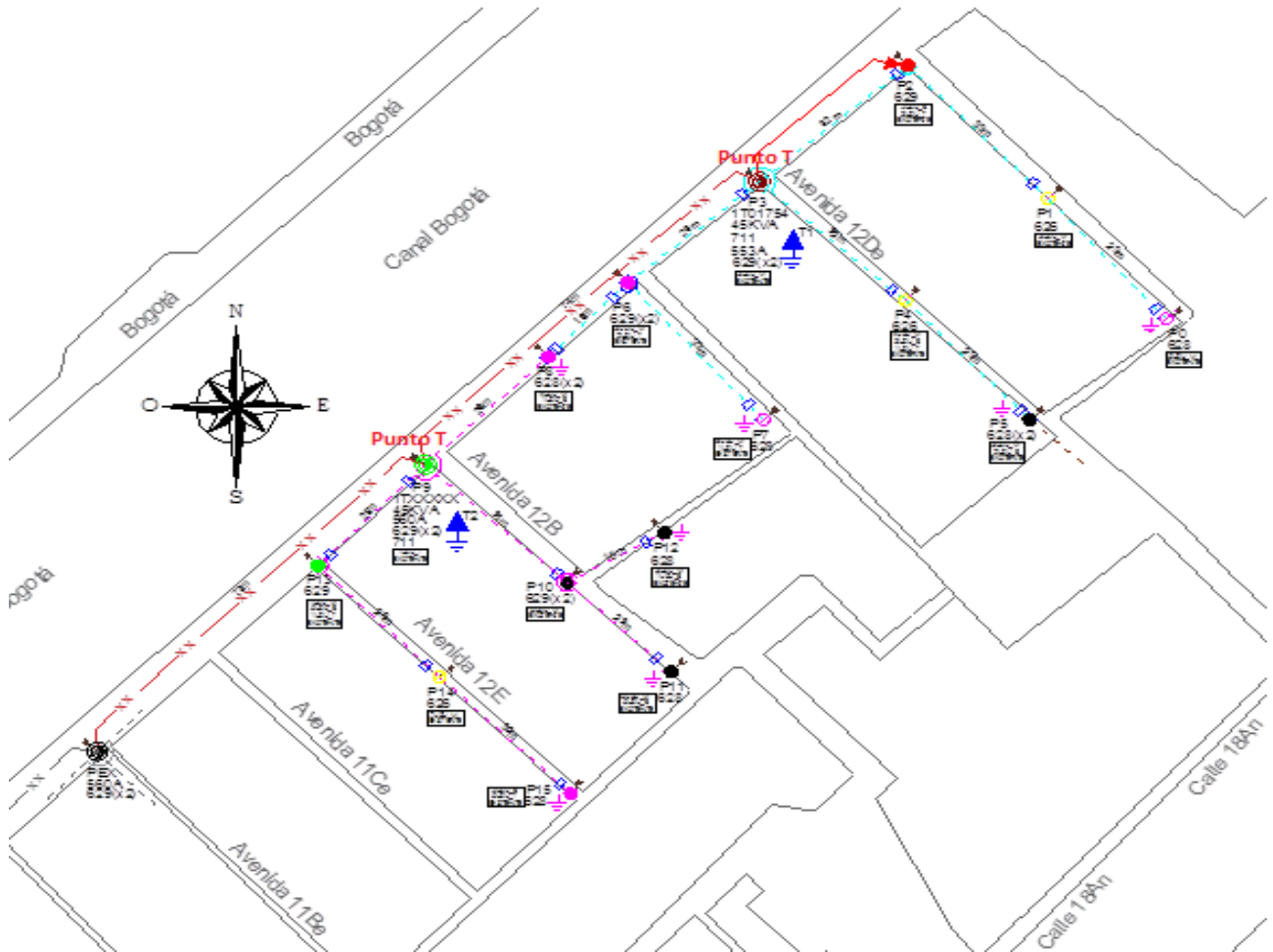


Ilustración 21. Plano existente. Fuente: Autoría propia.

3.7.3 Plano red proyectada

En base al plano existente, se realiza el nuevo diseño con los cambios planteados donde se incluyen mejoras como la instalación de dos nuevos transformadores de 45 kVA, el cual evita sobrecalentamiento en los conductores debido a que divide la carga en dos secciones, en el diseño anterior todas las cargas dependían de un transformador 75 kVA.



3.7.4 Diagrama unifilar

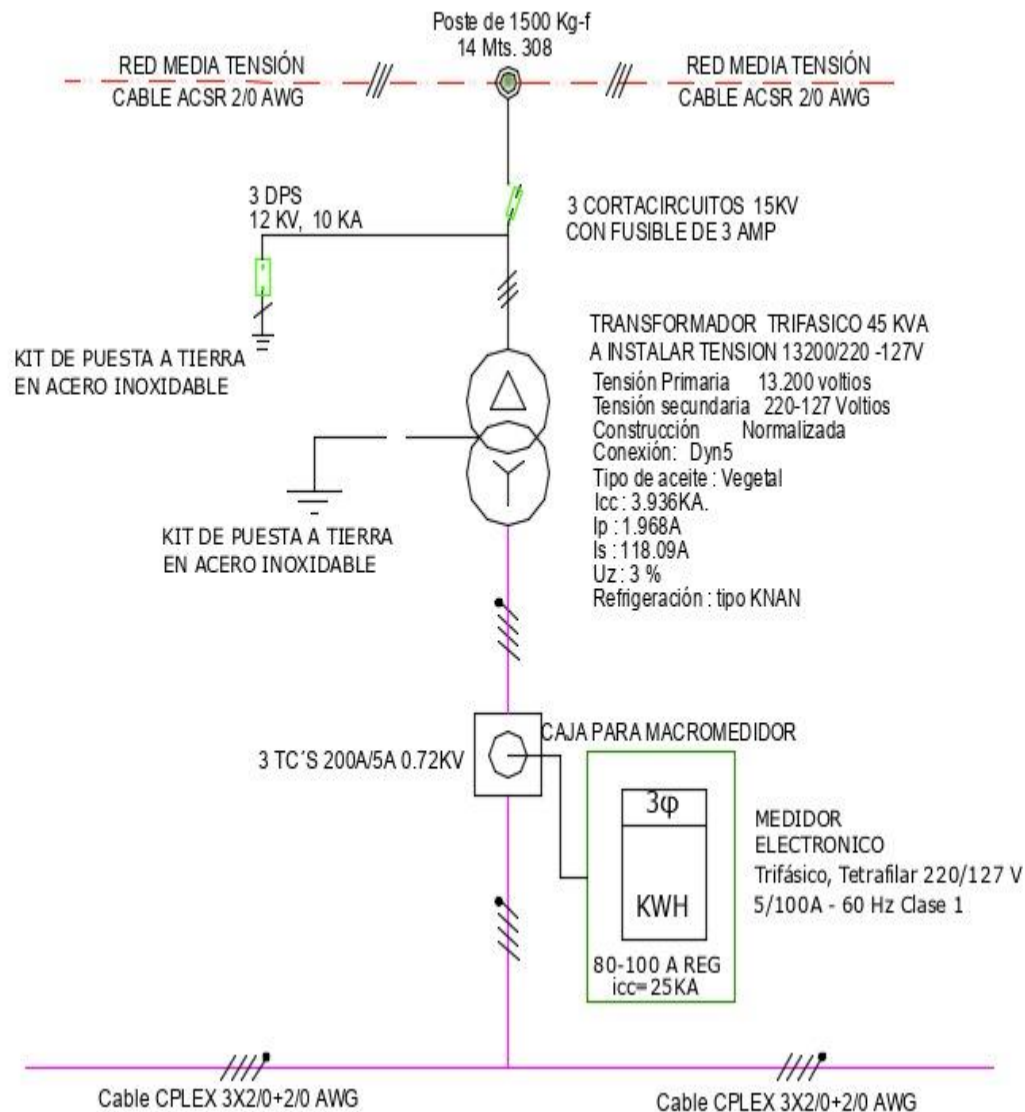


Ilustración 23. Diagrama unifilar.
Fuente: Plantilla CENS, Autoría propia.

En la ilustración 23, se detalla el diagrama unifilar de conexión por transformador, desde el nivel de tensión de 13,2 kV a las salida de 220/127 V, las protecciones y cortocircuito seleccionadas para proteger el transformador, calibre de los conductores, características del transformador, sistema de protección a tierra, elementos, materiales y equipos necesarios para garantizar la calidad del servicio.

3.8 Análisis de presupuesto y unidades constructivas

3.8.1 unidades constructivas

Las unidades constructivas (UC) de la red de media tensión y baja tensión para el barrio zulima, se realiza mediante la regulación de la creg 015 del 2018 (CREG, 2018). Determinando la cantidad de equipos, cables y postes elementos necesarios para la construcción de la red.

UNIDADES CONSTRUCTIVAS T1		
Codigo UC	Descripción UC	Cantidad [km, unidad]
N103	Caja derivación acometidas	9
N102	Puesta a tierra	4
N2EQ9	Cortacircuitos monopolar - N2	3
N2EQ14	Pararrayos - N2	3
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra	1
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	1
N3EQ2	Juego cuchillas de operación sin carga - N3	0
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	0,07
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,23
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,00
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,00
N1P49	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red trenzada	0
N1P58	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red trenzada	2
N1P73	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red trenzada	3
N1P82	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red trenzada	2
N2L70	Poste de concreto de 12 m 510 kg – suspensión	0
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg – suspensión	0
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg – retención	1
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg – retención	0

Tabla 15. Unidades constructivas T1 .

Fuente: Autoría propia.

En la tabla 15, muestra detalladamente cada uno de los elementos, materiales, equipos necesarios para la construcción del circuito 1, indicando su código, descripción, cantidad.

UNIDADES CONSTRUCTIVAS T2		
Codigo UC	Descripción UC	Cantidad [km, unidad]
N103	Caja derivación acometidas	8
N102	Puesta a tierra	3
N2EQ9	Cortacircuitos monopolar - N2	3
N2EQ14	Pararrayos - N2	3
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra	1
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	1
N3EQ2	Juego cuchillas de operación sin carga - N3	0
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	0,07
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,18
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,00
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,00
N1P49	Poste de concreto - 8 m - urbano - suspensión - red trenzada	0
N1P58	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red trenzada	1
N1P73	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red trenzada	2
N1P82	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red trenzada	0
N2L70	Poste de concreto de 12 m 510 kg – suspensión	0
N2L73	Poste de PRFV de 12 m 510 kg – suspensión	0
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg – retención	1
N2L74	Poste de PRFV de 12 m 1050 kg – retención	0

Tabla 16. Unidades constructivas T2 .
Fuente: Autoría propia.

Codigo UC	Descripción UC	Cantidad [km, unidad]	Valor Unitario	Valor Total
N103	Caja derivación acometidas	17	\$ 153.498,00	\$ 2.609.466,00
N102	Puesta a tierra	7	\$ 154.040,00	\$ 1.078.280,00
N2EQ9	Cortacircuitos monopolar - N2	6	\$ 484.000,00	\$ 2.904.000,00
N2EQ14	Pararrayos - N2	6	\$ 482.000,00	\$ 2.892.000,00
N2EQ37	Transformador de puesta a tierra	2	\$ 270.000,00	\$ 540.000,00
N1T12	Transformador Aéreo Trifásico urbano de 45 kVA	2	\$ 9.446.000,00	\$ 18.892.000,00
N2L84	km de conductor (3 fases) ACSR 2/0 AWG	0,15	\$ 16.647.000,00	\$ 2.447.109,00
N1L57	km de conductor/fase aéreo urbano - Trenzado - Aluminio - calibre 2/0	0,42	\$ 13.037.800,00	\$ 5.436.762,60
N1P58	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- suspensión - red trenzada	3	\$ 1.226.000,00	\$ 3.678.000,00
N1P73	Poste de concreto - 8 m - urbano - retención - red trenzada	5	\$ 663.000,00	\$ 3.315.000,00
N1P82	Poste de fibra de vidrio - 8 m - urbano- retención - red trenzada	2	\$ 1.243.000,00	\$ 2.486.000,00
N2L71	Poste de concreto de 12 m 1050 kg – retención	2	\$ 4.226.000,00	\$ 8.452.000,00
			Total UC	\$ 54.730.617,60

Tabla 17. Análisis y precios de UC para la red de media y baja tensión.
Fuente: Autoría propia.

3.8.2 Costos del proyecto

En el análisis de presupuesto se tiene en cuenta la cantidad de los materiales, elementos mencionados en las unidades constructivas postes, equipos, conductores y sus costo por unidad - km establecidos.

Además, se incluye el costo de mano de obra del personal capacitado para realizar el tendido de la red teniendo en cuenta otros factores incluyentes de gran importancia para el transporte y soportes en la construcción de la red de media tensión y baja tensión.

En la siguiente tabla se hace el análisis detallado donde se evalúa el valor estipulado para la ejecución del proyecto.

PRESUPUESTO T1			PRESUPUESTO T2		
DESCRIPCIÓN	TENDIDO	SUBTOTAL	DESCRIPCIÓN	TENDIDO	SUBTOTAL
MANO DE OBRA	RED M.T	\$ 2.600.000,00	MANO DE OBRA	RED M.T	\$ 2.750.000,00
	RED B.T	\$ 10.900.000,00		RED B.T	\$ 10.120.000,00
	OTROS	\$ 3.080.000,00		OTROS	\$ 3.080.000,00
MATERIALES	RED M.T	\$ 12.214.893,00	MATERIALES	RED M.T	\$ 12.124.291,00
	IVA	19%		IVA	19%
	\$2.320.829,67	\$ 14.535.722,67		\$ 2.303.615,29	\$ 14.427.906,29
	RED B.T	\$ 13.464.356,00		RED B.T	\$ 9.739.557,00
	IVA	19%		IVA	19%
	\$2.558.227,64	\$ 16.022.583,64		\$ 1.850.515,83	\$ 11.590.072,83
TOTAL DEL PROYECTO					\$ 89.106.285,43

Tabla 18. Presupuesto de la red de MT Y BT.
Fuente: Autoría propia.

Según, lo establecido por la creg 015 de 2018 (CREG, 2018) en la reposición de circuitos de distribución, el valor del beneficio de reconocimiento para la ejecución del proyecto, se obtiene comparando el valor total del presupuesto de obra y el valor total de las unidades constructivas.

BENEFICIO CREG UC	
Total presupuesto	\$ 89.106.285,43
Total UC	\$ 54.730.617,60
Benéfico UC	\$ 34.375.667,83
Recuperación (%)	39%

Tabla 19. Porcentaje recuperación CREG.
Fuente: Autoría propia.

En la tabla 19, se muestra el porcentaje de la remuneración económica por parte de la creg 015 de 2018 (CREG, 2018) en un 39% del costo total del proyecto, por lo que el operador de red CENS invertirá el 61% para la ejecución del proyecto.

3.9 Análisis de resultados

3.9.1 Protección de la carga

En este ítem se describe los resultados obtenidos en los parámetros eléctricos como flujo de carga y análisis de corto circuito, con el fin de estudiar la capacidad máxima del sistema y el diseño de una protección del presente circuito.

A continuación la descripción correspondiente a resultados obtenidos a través de programa digsilent.

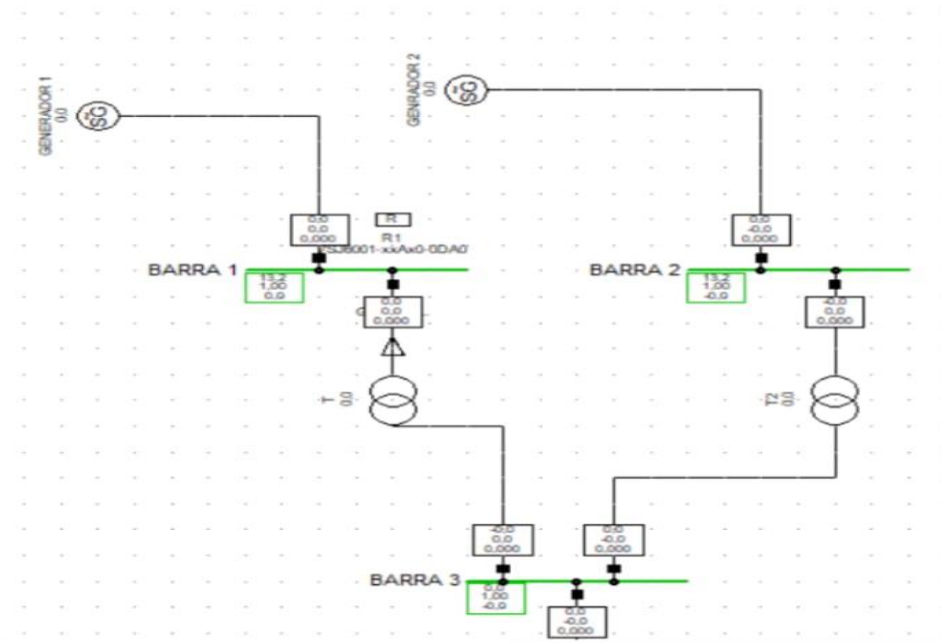


Ilustración 24. Diseño de los circuitos en Digsilent.
Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 24, se refleja claramente el diseño planteado de los dos circuitos en programa digsilent, dicha ventaja es la entrada al programa donde se aplican las herramientas para la estructura del sistema.

3.9.1.1 Corto circuito

				DigSILENT		Project:						
				PowerFactory								
				15.1.7		Date: 4/10/2022						
Fault Locations with Feeders												
Short-Circuit Calculation / Method : VDE 0102				3-Phase Short-Circuit / Max. Short-Circuit Currents								
Asynchronous Motors		Grid Identification		Short-Circuit Duration								
Always Considered		Automatic		Break Time 0,10 s								
				Fault Clearing Time (tch) 1,00 s								
Decaying Aperiodic Component (isc)		Conductor Temperature		c-Voltage Factor								
Using Method B		User Defined No		User Defined No								
Grid: diseño_red_MT_BT_rul System Stage: diseño_red_MT_B						Annex: / 1						
	rd.V.	Voltage	c-	Sk*	Ik*	ip	Ib	Sb	Ik	Ith		
	[kV]	[kV]	[deg] Factor	[MVA/MVA]	[kA/kA]	[deg]	[kA/kA]	[kA]	[MVA]	[kA]		
BARRA 1	13,20	0,00	0,00	1,10	0,50 MVA	0,02 kA	-86,00	0,04 kA	0,02	0,37	0,01	0,02
T	BARRA 3				0,25 MVA	0,01 kA	84,00	0,03 kA				
GENERADOR 1					0,25 MVA	0,01 kA	-86,00	0,03 kA				

Ilustración 25. Resultados de corto circuito.

Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 25, es un cuadro alusivo a los resultados obtenidos en el análisis de corto circuito, donde se aplicó un fallo en las barras donde se ubican los dos transformadores de 45 KVA, dichos datos son utilizados para la selección del relé de protección.

3.9.1.2 Selección de la protección

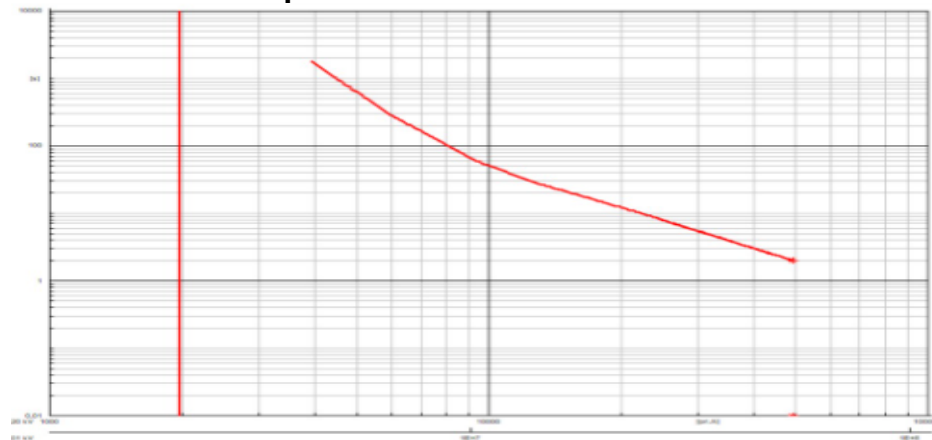


Ilustración 26. Grafica de comportamiento del Relé.

Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 26, se aplica una gráfica que demuestra el comportamiento de la protección a la hora de activarse cuando se encuentra una falla en cualquiera de la dos barras de cada transformador, esto se hace con el objetivo

Por lo tanto la gráfica indica el cruce del funcionamiento donde se ve claramente que traspasa la línea límite indicando que se activó con el fallo.

En esta sección del libro se tiene en cuenta los cálculos mecánicos desarrollados mediante el software andelec, el cual se implementa para optimizar el desarrollo de estos parámetros en el proyecto de la línea de MT Y BT del barrio zulima, donde los resultados obtenidos son los siguientes.

Perfil

Plano de Comparación 276.00 m

Parcelas		Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas	Parcelas
Distancia	Al origen	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Distancia del terreno	Al origen	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Distancia del terreno	Al origen	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Localidad de la línea en km	Al origen	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140
Longitud de las parcelas	Al origen	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140

Planta

1 2 3 4 5 6 7 8 9 10 11 12 13 14 15 16

En la ilustración 27, se observa el perfil de elevación de la línea de MT y BT del barrio Zulima, implementado las mejoras en el circuito, para esto se toma en cuenta el perfil y los puntos tomados del Google earth.

3.9.2.2 Cálculo de tensiones

Tensiones en daN, flechas en m, T.H.F. valor máximo 22,50 a -5°C, Hipótesis de cálculo para tensiones máximas:											Zona A	Zona B	Zona C			
											-5°C+V(120km/h)	-10°C+V(120km/h), -15°C+H	-15°C+V(120km/h), -20°C+H			
Tramo	Conductor	Zona	Vano (m)	Desnivel (m)	Vano (m)	Constan. Regula. Catenar.	E.D.S.			T.H.F. (%)	Tensiones y Flechas					
							Calculo (%)	V.Máx. (%)	Temp. (°C)		Tracción máx. viento		Tracción máx. hielo		T.Viento 1/2(120km/h)	T.15
											T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)
1 - 2	LA-30	A	46	1,05	46	493	13,91	15,00	15	22,50	276	—	—	242	2	
2 - 3	LA-30	A	35	1,46	35	402	13,62	15,00	15	22,50	259	—	—	236	1	
3 - 4	LA-30	A	122	5,68	106	850	15,00	15,00	15	21,42	361	—	—	275	3	
4 - 5			74	0,33												
5 - 6	LA-30	A	149	1,04	149	975	14,61	15,00	15	19,07	400	—	—	283	3	

Ilustración 28. Cálculo de tensiones de fuerza.

Fuente: Autoría propia.

En ilustración 28, se muestra los valores obtenidos de las tensiones de fuerza producidos en cada tramo del circuito, esto se aplica para poder seleccionar los apoyos en el diseño.

Al igual las flechas también son calculadas en base a las fórmulas teóricas implementando algoritmos en Excel, demostrando las teorías investigadas en el marco teórico (Bautista, 2004) del presente documento

3.9.2.3 Cálculo de flechas

Hypótesis para tensiones máximas:				Zona A		Zona B		Zona C											
				-5°C+V(120km/h)		-10°C+V(120km/h), -15°C+H		-15°C+V(120km/h), -20°C+H											
E.D.S.			T.H.F. %	Tensiones y Flechas										Tramo					
Cálculo %	V.Máx. %	Temp. °C		Tracción máx. viento		Tracción máx. hielo		Tracción máx. hie.+vie.		T.Viento 1/2(120km/h)		T. 15°C+V (120 km/h)				Tensión 0°C+H		Tensión 50°C	
				T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	T (daN)	F (m)	F (m)	T (daN)	F (m)			T (daN)	F (m)		
13,91	15,00	15	22,50	276	—	—	—	—	242	217	0,54	—	—	52	0,54	1 - 2			
13,62	15,00	15	22,50	259	—	—	—	—	236	194	0,35	—	—	43	0,38	2 - 3			
15,00	15,00	15	21,42	361	—	—	—	—	275	318	2,59	—	—	90	2,19	3 - 4			
											0,95	—	—		0,81	4 - 5			
14,61	15,00	15	19,07	400	—	—	—	—	283	364	3,37	—	—	103	2,85	5 - 6			

Ilustración 29. Cálculo de flechas.

Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 29, se muestra los resultados de las flechas en andelec dando resultados muy efectivos, donde estos sirven para el cálculo de conductores en el diseño del circuito.

3.9.2.4 Elección de apoyos

Esfuerzos totales.																		
Tipo	Valor Ángulo (Sexa.)	Coef. de segur. apoyo	Zona	Altura libre m	Montaje y separación conductor. m	Esfuerzo de cálculo				Referencia del apoyo	Árbol de cargas del							
						Hipótesis	Conductor	Esfuerzo			Hipótesis	Coefic. de seguridad apoyo	Coefic. de seguridad apoyo real	Conductor				
								Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN								
3	Ali-Anc	—	N	A	33,19	Tresbo.	1,11	2* Hielo	Tie. 2	—	—	—	—	Unesa A No existen esfuerzos	2* Hielo	1,5	Tie. 2	Tie. 2
								Fase	—	—	—	—						
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								3* Fase	55	—	541	—						
								Desequ. tracci	Tie. 1	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								4* Fase	37/9	—	361	—						
								Rotura condu.	Tie. 1	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
4	Ali-Sus	—	N	A	39,36	Tresbo.	1,21	1* Viento	Fase	59	142	—	Unesa A No existen esfuerzos	Viento	1,5	Fase	Tie. 1	
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								2* Hielo	Fase	—	—	—						
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								3* Fase	59	—	87	—						
								Desequ. tracci	Tie. 1	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								4* Fase	39/10	—	180	—						
Rotura condu.	Tie. 1	—	—	—														
Tie. 2	—	—	—	—														
5	Ali-Anc	—	N	A	38,66	Tresbo.	1,25	1* Viento	Fase	69	176	—	Unesa A No existen esfuerzos	1* Viento	1,5	Fase	Tie. 1	
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								2* Hielo	Fase	—	—	—						
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								3* Fase	69	—	599	—						
								Desequ. tracci	Tie. 1	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								4* Fase	46/11	—	400	—						
Rotura condu.	Tie. 1	—	—	—														
Tie. 2	—	—	—	—														
6	F. Línea	—	N	A	45,80	Tresbo.	1,25	1* Viento	Fase	43	112	1199	Unesa A No existen esfuerzos	1* Viento	1,5	Fase	Tie. 1	
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								2* Hielo	Fase	—	—	—						
								Tie. 1	—	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								3* Fase	—	—	—	—						
								Desequ. tracci	Tie. 1	—	—	—						
								Tie. 2	—	—	—	—						
								4* Fase	29/7	—	799	—						
Rotura condu.	Tie. 1	—	—	—														
Tie. 2	—	—	—	—														

Ilustración 30. Selección de apoyos.

Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 30, se aplica la selección de los apoyos más adecuados, sugeridos por la base de datos del software andelec correspondientes a los cálculos mecánicos para el diseño, dando cumplimiento a lo estandarizado por la normativa CENS.

3.9.2.5 Cálculos de esfuerzos y apoyos

Esfuerzos totales.																		
Apoyo n°	Tipo	Valor Ángulo (Sexa.)	Coef. de segur.	Tipo de conductor	1ª Hipótesis Viento			2ª Hipótesis						3ª Hipótesis Desequilibrio de tracciones			Fases no af	
								Hielo			Hielo+Viento							
					Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN
1 P. Línea	—	N	Fase	20	46	829	—	—	—	—	—	—	—	—	—	13	-	
2 Ali-Ama	—	N	Fase	44	85	—	—	—	—	—	—	—	44	—	124	29	-	
3 Ali-Anc	—	N	Fase	55	134	—	—	—	—	—	—	—	55	—	541	37	-	
4 Ali-Sus	—	N	Fase	59	142	—	—	—	—	—	—	—	59	—	87	39	-	
5 Ali-Anc	—	N	Fase	69	176	—	—	—	—	—	—	—	69	—	599	46	-	
6 F. Línea	—	N	Fase	43	112	1199	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29	-	

Esfuerzos totales.																		
s	4ª Hipótesis rotura de conductores							Alt. cond. necesaria	Alt. cond. real	Desvia. cadena	Flecha máxima	Separación conducto.	Contrapesos	Coeficientes L, N, S			Apoyo n°	
	Fases no afectadas				Fases afectadas									Esf. torsión aplicado	Semi suma vanos L	Diferencia tangentes N		Coeficiente ángulo S
	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN	Vertical daN	Transversal daN	Longitudinal daN											
—	13	—	553	—	—	—	553	32,82	—	0,54	0,63	—	23,00	-0,023	—	1		
124	29	—	—	7	—	276	276	33,62	—	0,54	0,63	—	40,50	-0,019	—	2		
541	37	—	—	9	—	361	361	33,19	—	2,19	1,11	—	78,50	-0,005	—	3		
87	39	—	—	10	—	180	180	39,36	44	2,19	1,21	—	98,00	0,042	—	4		
599	46	—	—	11	—	400	400	38,66	—	2,85	1,25	—	111,50	-0,002	—	5		
—	29	—	799	—	—	—	799	45,80	—	2,85	1,25	—	74,50	0,007	—	6		

Ilustración 31. Cálculo de esfuerzos y apoyos.
Fuente: Autoría propia.

En la ilustración 31, se realiza el cálculo de esfuerzos y apoyos por medio del programa andelec, con el objetivo de obtener valores de ruptura de cada apoyo con el que el programa busca en la base de datos los apoyos más adecuados para el diseño, siendo sugeridos de forma automática y dan cumplimiento a la normativa CENS.

Ya dado por terminado el proceso del diseño de la línea y cálculos mecánicos por medio del software andelec, es necesario conocer los resultados totales del circuito correspondientes a los cálculos mecánicos de forma manual, teniendo en cuenta las fórmulas investigadas y planteando un algoritmo en Excel, dando una mejor efectividad en el diseño.

3.9.2.6 Cálculo de vano en cada tramo

Las siguientes tablas corresponden a los cálculos obtenidos en el algoritmo de Excel basado en fórmulas y cálculos manuales

Vano regulado					
Tramo	CONS (□)	Vano	DesniveL (h)	Formula vano regulado	
1--2	1	29	0	$a_r = \left(\frac{\sum \frac{a}{\cos^3 d}}{\sum \frac{a}{\cos d}} \right) \sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum \frac{a}{\cos d}}}$	
2--3	0,980694809	33	-6,58		
3--4	0,999913878	32	-0,42		
4--5	0,999512076	32	1		
5--6	0,998537756	29	1,57		
6--7	0,9986984	28	1,43	$\sum \frac{a}{\cos^3(\square)}$	377,923632
7--8	0,939793423	33	-12	$\sum \frac{a}{\cos \square}$	365,023154
8--9	0,948683298	18	6	$\sum a^3$	299339
9--10	0,952028561	28	9	$\sqrt{\frac{\sum a^3}{\sum \frac{a}{\cos \square}}}$	28,6365995
10--11	0,987241121	31	-5	a_r	
11--12	0,993883735	18	2		
12--13	0,996240588	23	2		
13--14	0,992876838	25	-3		
PROMEDIO	0,983700345	27,61538462			29,6486608

Tabla 20. Cálculo de vanos.

Fuente: Autoría propia.

Parámetro c1	1624,675421851
wr1	0,705223939
to1	1145,76
Delta de temperatura	20
Coeficiente de dilatacion (1/°c)	0,0000189
Modulo de elasticidad (kg/mm2)	8000
Area seccion transversal (mm2)	176,709
Esfuerzo 1 (kg/mm2)	6,483880278
Esfuerzo 2 (kg/mm2)	6,116037684
to2	1080,758903
Parámetro c2	1532,5045618767

Tabla 21. Parámetros mecánicos adicionales.

Fuente: Elaboración propia.

FR	Flechas	
0,07169988	F1	0,068596859
	F2	0,088825184
	F3	0,083523406
	F4	0,083523406
	F5	0,068596859
	F6	0,063947607
	F7	0,088825184
	F8	0,026427328
	F9	0,063947607
	F10	0,078384759
	F11	0,026427328
	F12	0,043148322
	F13	0,050978641

Tabla 22. Resultados de flechas.
Fuente: Autoría propia.

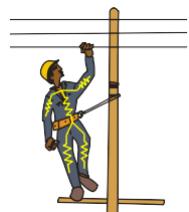
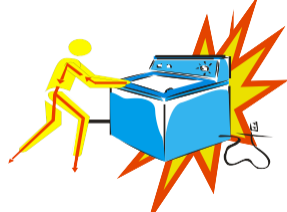
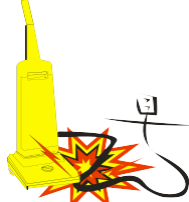
TRAMO	CONS (m)	VANO	DESNIVEL (h)	L'	Xm	Xa	Xb	Ta	Tb	Tm	Tmax
1--2	1	29	0	29,00043269	0	-14,5	14,5	1080,85617	1080,85617	1080,7589	1080,80728
2--3	0,980694809	33	-6,58	33,00063757	-303,5769036	-320,076904	-287,076904	1128,50324	1119,11105	1080,77852	1078,52098
3--4	0,999913878	32	-0,42	32,00058135	-20,11317955	-36,1131795	-4,11317955	1081,36231	1080,76673	1080,75899	1080,66979
4--5	0,999512076	32	1	32,00058135	47,88210666	31,8821067	63,8821067	1081,22919	1082,64744	1080,75939	1081,17091
5--6	0,998537756	29	1,57	29,00043269	82,92491554	68,4249155	97,4249155	1082,92568	1085,15306	1080,76037	1081,36234
6--7	0,9986984	28	1,43	28,00038946	78,232126	64,232126	92,232126	1082,6682	1084,69684	1080,76021	1081,30954
7--8	0,939793423	33	-12	33,00063757	-545,6607386	-562,160739	-529,160739	1230,2902	1212,91134	1080,82229	1076,65359
8--9	0,948683298	18	6	18,00010347	501,8160634	492,816063	510,816063	1195,07912	1203,74051	1080,81251	1082,94682
9--10	0,952028561	28	9	28,00038946	484,4738045	470,473805	498,473805	1184,78914	1197,76573	1080,80887	1084,02748
10--11	0,987241121	31	-5	31,00052853	-246,1146443	-261,614644	-230,614644	1112,57778	1105,45693	1080,7718	1079,06402
11--12	0,993883735	18	2	18,00010347	169,9288773	160,928877	178,928877	1092,7625	1095,60437	1080,76505	1081,48891
12--13	0,996240588	23	2	23,00021586	133,0926481	121,592648	144,592648	1087,60612	1090,44572	1080,76267	1081,49833
13--14	0,992876838	25	-3	25,00027721	-183,4599973	-195,959997	-170,959997	1098,57307	1094,30879	1080,76607	1079,74418

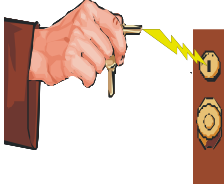
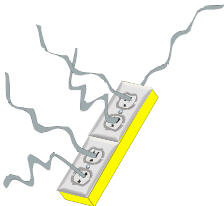
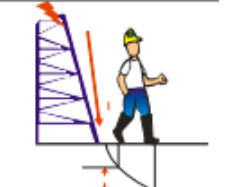
Tabla 23. Resultados totales de cálculos mecánicos.
Fuente: Elaboración propia.

En la tabla 22 y 23, se obtiene los resultados de flechas, longitud, distancias, tiro en el extremo y tiro máximo del conductor en cada uno de los apoyos utilizando las ecuaciones descritas en el marco teórico (4) , (5) , (6), (7) , (8), (9) (Bautista, 2004).

3.10 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

Este proyecto eléctrico tiene asociados una serie de riesgos que es necesario controlar y minimizar de acuerdo a la normativa CENS capítulo 1 (CNS-NT-01, 2020) para garantizar la seguridad de los seres humanos, demás seres vivos y de la instalación (RETIE, 2013)

	<p>ARCOS ELÉCTRICOS.</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Contactos sueltos, cortocircuito, abrir/cerrar interruptor con carga, abrir/cerrar interruptor con carga, abrir/cerrar transformador de corriente, abrir/cerrar transformador de corriente sin dispositivo de extinción de arco, cambio de circuito secundario con carga Apertura y cierre de transformadores de corriente, uso de manipulación no autorizada de dispositivos de medición, acumulación de materiales, óxido o partículas conductoras en gabinetes o herramientas, descuido en el trabajo de mantenimiento</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Use encapsulantes resistentes al arco, mantenga distancias seguras y use ropa apropiada para el riesgo y gafas protectoras contra rayos ultravioletas.</p>
	<p>AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Corte de energía o interrupción del servicio, fuente de alimentación ininterrumpida-UPS, fuente de alimentación de respaldo, sin transmisión. Ejemplo: Lugares que requieren instalaciones de emergencia, como hospitales y aeropuertos.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática.</p>
	<p>CONTACTO DIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Negligencia o inexperiencia no técnica del técnico, violación de la distancia mínima de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Creación de distancias de seguridad, intervención de obstáculos, aislamiento o cobertura de elementos de carga, uso de disyuntores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, ensayos en vacío, doble aislamiento.</p>
	<p>CONTACTO INDIRECTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Aislamiento deficiente, mantenimiento deficiente, cable de tierra faltante Aislamiento deficiente, mantenimiento deficiente, cable de tierra faltante.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos eléctricos, uso de ultra baja tensión, distancia de seguridad, conexión equipotencial, sistema de puesta a tierra, interruptor diferencial, mantenimiento preventivo y correctivo.</p>
	<p>CORTOCIRCUITO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Falla de aislamiento, falta de experiencia técnica, accidentes externos, vientos fuertes, humedad, falla del equipo.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disyuntor con disparador de sobreintensidad.</p>

	<p>ELECTRICIDAD ESTÁTICA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: En presencia de aisladores, conecta y desconecta continuamente materiales como aislantes, conductores, sólidos y gases.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistema de puesta a tierra, conexión equipotencial, elevación de humedad relativa, ionización ambiental, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductores.</p>
	<p>EQUIPO DEFECTUOSO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Mantenimiento inadecuado, instalación inadecuada, uso inadecuado, vida útil, transporte inadecuado.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones conforme a estándares de ingeniería, caracterización del entorno electromagnético.</p>
	<p>RAYOS</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Fallas en Diseño, construcción, operación y mantenimiento del sistema de protección.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajante, tierra, conexión equipotencial, blindaje, topología de cableado. Además, si tiene empleados al aire libre, suspenda las actividades de alto riesgo.</p>
	<p>SOBRECARGA</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Instalaciones no técnicas, conexiones intermitentes, armónicos, factor de potencia no controlado, superando los límites nominales del equipo o conductor.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados a interruptores automáticos, interruptores automáticos, fusibles de dimensiones apropiadas, dimensiones técnicas de cables y equipos, compensación de energía ineficaz con bancos de capacitores.</p>
	<p>TENSIÓN DE CONTACTO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Caída de rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de la distancia de seguridad.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja impedancia, restricciones de acceso, alta resistencia de puesta a tierra, conexión equipotencial.</p>
	<p>TENSIÓN DE PASO</p> <p>POSIBLES CAUSAS: Caídas de rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violaciones de áreas restringidas, retrasos en la supresión de interferencias.</p> <p>MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puesta a tierra de baja resistencia, acceso restringido, alta resistencia de puesta a tierra, equipotencial de elevación.</p>

ANÁLISIS DE RIESGOS PARA LA RED M.T Y B.T										
RIESGO A EVALUAR: ELECTROCUCIÓN		EVENTO O EFECTO	FACTOR DE RIESGO		FUENTE					
		INDUCCIÓN	CONTACTO DIRECTO		RED DE M.T Y B.T 13.2 kV ZULIMA					
POTENCIAL ☒ REAL ☐					FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS						E	D	C	B	A
	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la Empresa	Sucede varias veces al año en la Empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional.	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, Salida de Subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos, Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños Importantes, Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento laboral)	Daños leves, No interrupción	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO
Evaluador: Danilson Parada				TRABAJO DE GRADO INGENIERIA ELÉCTRICA UNIPAMPLONA					Fecha: Junio 2022	

Tabla 24. Matriz de riesgos eléctricos (RETIE, 2013).

Las decisiones que se tomen respecto al riesgo tendrán el siguiente tratamiento:

COLOR	NIVEL DE RIESGO	DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
	Muy alto	Inadmisible para trabajar. Las fuentes potenciales deben eliminarse, rediseñarse o minimizarse y reevaluarse como grupo hasta que se reduzcan. Se requiere un permiso de trabajo especial.	Buscar procedimientos alternativos. La alta dirección atiende y aprueba Seguros Análisis de Trabajo (ATS) y aprueba su realización a través de un Permiso Especial de Trabajo (PES).
	Alto	Minimizarlo. Busque alternativas de bajo riesgo. Muestra cómo gestionar el riesgo, aislar por barreras y distancias y utilizar EPI. Se requiere un permiso de trabajo especial.	El gerente o supervisor del área afectada aprueba el Análisis de Trabajo Seguro (ATS) y Permiso de Trabajo (PT) presentado por el jefe de obra.
	Medio	Aceptarlo. Busque alternativas de bajo riesgo. Muestra cómo gestionar el riesgo, aislar por barreras y distancias y utilizar EPI. Se requiere un permiso de trabajo especial.	Los líderes de los grupos de trabajo realizan SafeWork Analysis (ATS) y los líderes de área aprueban los permisos de trabajo (PT) de acuerdo con los procedimientos establecidos.
	Bajo	Asumirlo. Realizamos controles periódicos de gestión. Seguir el procedimiento establecido. Utilice EPP. No se requiere un permiso de trabajo especial	El líder del trabajo debe verificar: • ¿Qué puede salir mal o fallar? • ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle? • ¿Qué podemos hacer para evitar que algo salga mal o falle?
	Muy bajo	Vigilar posibles cambios	No afecta la secuencia de las

Tabla 25. Matriz de acciones (RETIE, 2013).

3.11 Actualidad ambiental del planeta tierra

- El problema con los diseños actuales, es que las empresas que instalan equipos eléctricos no consideran la importancia de proteger los ecosistemas al talar y dañar la vida silvestre.
- Para este proyecto, cuyo principal objetivo es proteger la vegetación y salvar la vida de los animales, hemos decidido seleccionar elementos que eviten la contaminación y produzcan materiales propensos a la descomposición.
- Usamos la herramienta Google Earth para realizar un estudio del terreno para investigar la trayectoria del trazado y la ubicación de los puntales para evitar colocar estructuras aéreas con vegetación.

3.12 Análisis del impacto ambiental

- El trabajo realizado respeta la garantía de vida de animales, plantas y propone el uso de materiales biodegradables con el fin de no dañar el medio ambiente.
- El proyecto reduce las pérdidas de energía a un máximo para evitar la contaminación debido a las temperaturas elevadas. Por lo tanto, los ingenieros de la empresa CENS encargados de modificar el Circuito deben respetar las prioridades de vegetación, evitando la posibilidad de cortarse o arrancarse de sí mismo.
- Los soportes, equipos seleccionados están fabricados de materiales no contaminantes para evitar daños a la capa de ozono, evitando la expansión del dióxido de carbono que es el principal productor de la contaminación ambiental.

3.13 Impacto del sistema SG -SST

- Cuando se pretende plantear un proyecto de cualquier rama se debe tener en cuenta los riesgos que este puede tener, afectando la vida humana o la de cualquier especie, por eso se debe prevalecer la seguridad laboral donde permita al ejecutor del proyecto estar fuera de peligro y las demás personas que pretendan estar cerca de la zona de ejecución.
- Para poder evaluar el sistema de seguridad y salud en el trabajo existen distintas formas, lo primordial a tener en cuenta es analizar qué actividades van a estar presentes para poder aplicar los medios de protección como equipos, trajes, accesorios, señalización y tiempos.
- El impacto de la seguridad laboral viene siendo muy útil, debido a que se protege el personal directa e indirectamente en las zonas donde se ejecutan proyectos que implican ciertos riesgos, en este caso de origen eléctrico, personal y ambiental.

- Todo proyecto y sobre todo uno de ingeniería debe tener un plan de seguridad en el trabajo por el tipo de actividades que se puede presentar, en la industria es donde se presentan los mayores riesgos ya sean por electricidad, químicos, o maniobras mecánicas.
- Para el desarrollo de este trabajo se tuvo en cuenta todas las normativas correspondientes a la seguridad en el trabajo, debido a que es un proyecto con actividades de alto riesgo en líneas eléctricas de media y baja tensión, donde en caso accidente puede dejar lesiones severas e incluso la muerte del operario.

3.14 Impacto social

- Con el desarrollo de este trabajo se busca beneficiar con el servicio de energía a 89 usuarios del barrio zulima de la ciudad de Cúcuta, con el objetivo de mejorar la calidad de vida de los habitantes de la zona dando mejoras de forma ingenieril a las redes pertenecientes a la empresa CENS, evitando pérdidas económicas y garantizar la estabilidad económica de los trabajadores técnicos.
- También se busca dar un aporte que permita mantener la calidad del servicio de energía por parte del operador de red de la región y seguir siendo líderes a nivel nacional en el sector eléctrico.
- Con este proyecto se afianzan los conocimientos en el ámbito ingenieril, obteniendo el grado de Ingeniero Eléctrico de la universidad de Pamplona.

4. Conclusiones

- Para la modificación de un circuito existente se debe tener en cuenta la capacidad máxima a la que se debe llevar el circuito, esta se define tomando en cuenta la cantidad de usuarios a los cuales se pretende llevar el servicio de energía eléctrica, basados en parámetros eléctricos y normas de construcción para sistemas de distribución.
- Los procedimientos llevados a cabo en el desarrollo del proyecto, se escogen teniendo en cuenta los parámetros pertinentes a las necesidades del circuito, tal como los parámetros eléctricos que influyen en la selección del conductor, cálculos de regulación, cálculo de corriente y pérdidas máximas de potencia.
- Se deduce que para la ejecución del circuito proyectado se deben implementar dos transformadores de 45 kVA debido que posee una carga total demandada de 90 kVA, el cual garantiza la calidad del servicio a los usuarios del barrio zulima mejorando la distribución en las cargas del sistema, contribuyendo a la eliminación de pérdidas económicas para el operador de red y evitando fallos en el sistema.
- Para efectuar los cambios en la infraestructura del circuito, se toma como base los parámetros calculados en el planteamiento del proyecto, la cual realiza un diseño en AutoCAD para la nueva proyección cumpliendo a las normativas y análisis del diseño.
- El uso de herramientas tecnológicas es de gran importancia a la hora de obtener eficiencia en los procedimientos, la cual permiten complementar el desarrollo del proyecto.
- Con la ayuda del software de Digsilent para la selección de la protección, se obtiene un diseño de dos barras con potencias de 45 kVA, en una de estas barras se calculo la corriente de falla dando como resultado 10 A por un segundo de tiempo, valor importante a tener en cuenta a la hora de proteger activos en este caso los transformadores donde se evitan pérdidas económicas y humanas.
- Para la selección de apoyos es importante utilizar una herramienta de ingeniería donde se permita simular el perfil del circuito, en el que se analizan las distancias de los conductores, parámetros mecánicos, con la objetividad de conocer y seleccionar adecuadamente las necesidades del sistema.
- Mediante el análisis económico se obtiene la viabilidad para la ejecución del proyecto con un porcentaje de recuperación del 39%, basados en el reconocimiento económico según el ente regulador CREG para la reposición y construcción de circuitos de distribución, lo cual muestra que es financieramente rentable para el operador de red CENS.

- Desarrollando la matriz de riesgos se observa cada uno de los niveles que se pueden llegar a presentar en la ejecución del proyecto, tal como lo es en lo ambiental , las personas, económico y la empresa, por lo que se indican las medidas de tratamiento para controlarlos y minimizarlos garantizando la seguridad de los seres humanos, demás seres vivos y la instalación.

5. Recomendaciones

- En trabajos a futuros se plantea que se realice un estudio de la carga alimentar en el caso que se quiera modificar el circuito, debido a que cada día crece la población y eso genera un mayor consumo, también se debe estar calculando nuevos parámetros mecánicos para la selección de los nuevos apoyos.
- Por otro lado también se debe realizar un estudio profundo sobre la cantidad de materiales que se puedan llegar a necesitar al implementar el proyecto, con objetivo de reducir aún más los costos

Bibliografía

- Bautista, J. (2004). Aspectos mecánicos de líneas de transmisión. Lima, Perú.
- Dolores, J. (1995). Sistemas de distribución de energía eléctrica. México.
- Dávila, S., Las, E. D. E., & Aéreas, L. (2019). *Cálculo Mecánico Para Selección De Postes De Concreto Pretensado En Redes Aéreas de Media y Baja Tensión. Colombia.*
- J.U, Proyectos. (3 de diciembre de 2016). *CAPITULO-3-Redes-de-Media-y Baja-Tension-CNS-NT-03.*Cúcuta,colombia.
- J.U, Proyectos. (5 de marzo de 2020). *CAPITULO-2-Parametros-de-Diseño-CNS-NT-02.*Cúcuta,colombia.
- J.U, Proyectos. (2 de marzo de 2016). *CAPITULO-1-Generalidades-CNS-NT-01.*Cúcuta,colombia.
- ENERCA. (2015). Norma de construcción de redes de baja y media tensión. Yopal, Colombia.
- Caicedo, M. (2008). Estructuras Cens 13.2kV. Cúcuta, Colombia. RETIE. (2013). *Reglamento técnico de instalaciones eléctricas.* Obtenido de <https://www.minenergia.gov.co/retie>.
- Grupo-epm.(2022). Obtenido de <https://www.cens.com.co>.
- CREG,R.(13 de diciembre de 2018). Obtenido de <http://apolo.creg.gov.co>.
- Rgd. (2014). *Infraestructuras eléctricas.* Obtenido de <https://www.rgd.com.co>.
- Concha, P. (2019). Obtenido de <http://patricioconcha.ubb.cl/eleduc.co>.
- Melfosur. (2015). *instalaciones eléctricas de media y baja tensión.* Obtenido de <http://melfosur.es>.
- Eléctricos.*(2021). *Transformadores eléctricos.* Obtenido de <https://www.eléctricos>
- Cardenas, J. D. (2014). *Manual para la interpretación del perfil de resistividad.* Pereira.
- Chapman S., R. A. (2012). *Máquinas eléctricas.* México: 5ta. Edición, Editorial McGraw- Hill / Interamericana Editores.
- Fraile, J. (2000). *Máquinas Eléctricas.* España: Mc Graw Hill.
- Hernández, F. y. (2014). *Metodología de la investigación.* Madrid - España: Mc Graw Hill.

- Hernandez, S. (2002). *Metodología de la Investigación*. España: Mc Graw Hill.
- Jaramillo, K. (2015). *Pérdidas de potencia del transformador*. Perú: Disponible en: <https://www.monografias.com/trabajos90/perdidas-potencia/perdidas-potencia.shtml>.
- O., T. A. (2013). *Metodología para determinar las especificaciones de diseño y selección de transformadores secos*. Colombia: Disponible en: <http://red.uao.edu.co/bitstream/10614/11700/5/T08771.pdf> .
- Travi, A. y. (2019). *Metodología para determinar las especificaciones de diseño y de selección de transformadores secos* . Colombia, Santiago de Calí, Colombia.

6. Anexos

6.1 Distancias mínimas de seguridad

Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia mínima al suelo “d” en cruces con carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular (Figura 13.2).	500	11.5
	230/220	8.5
	115/110	6.1
	66/57.5	5.8
	44/34.5/33	5.6
	13.8/13.2/11.4/7.6	5.6
	<1	5.0
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5.6
Distancia mínima al suelo “d1” desde líneas que recorren avenidas, carreteras y calles (Figura 13.2).	500	11.5
	230/220	8.0
	115/110	6.1
	66/57.5	5.8
	44/34.5/33	5.6
	13.8/13.2/11.4/7.6	5.6
	<1	5.0
Distancia mínima al suelo “d” en zonas de bosques de arbustos, áreas cultivadas, pastos, huertos, etc. Siempre que se tenga el control de la altura máxima que pueden alcanzar las copas de los arbustos o huertos, localizados en la zonas de servidumbre (Figura 13.2).	500	8.6
	230/220	6.8
	115/110	6.1
	66/57.5	5.8
	44/34.5/33	5.6
	13.8/13.2/11.4/7.6	5.6
	<1	5.0
En áreas de bosques y huertos donde se dificulta el control absoluto del crecimiento de estas plantas y sus copas puedan ocasionar acercamientos peligrosos, se requiera el uso de maquinaria agrícola de gran altura o en cruces de ferrocarriles sin electrificar, se debe aplicar como distancia “e” estos valores (Figura 13.2).	500	11.1
	230/220	9.3
	115/110	8.6
	66/57.5	8.3
	44/34.5/33	8.1
	13.8/13.2/11.4/7.6	8.1
	<1	7.5
Distancia mínima vertical en el cruce “f” a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	500	4.8
	230/220	3.0
	115/110	2.3
	66/57.5	2.0
	44/34.5/33	1.8
	13.8/13.2/11.4/7.6	1.8
	<1	1.2
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes adecuados para embarcaciones con altura superior a 2 m y menor de 7 m (Figura 13.4)	500	12.9
	230/220	11.3
	115/110	10.6
	66/57.5	10.4
	44/34.5/33	10.2
	13.8/13.2/11.4/7.6	10.2
	<1	9.6
Distancia mínima vertical respecto del máximo nivel del agua “g” en cruce con ríos, canales navegables o flotantes, no adecuadas para embarcaciones con altura mayor a 2 m. (Figura 13.4)	500	7.9
	230/220	6.3
	115/110	5.6
	66/57.5	5.4
	44/34.5/33	5.2
	13.8/13.2/11.4/7.6	5.2
	<1	4.6
Distancia mínima vertical al piso en cruce por espacios usados como campos deportivos abiertos, sin infraestructura en la zona de servidumbre, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificaciones ubicadas debajo de los conductores.	500	14.6
	230/220	12.8
	115/110	12
	66/57.5	12
	44/34.5/33	12
	13.8/13.2/11.4/7.6	12
	<1	12
Distancia mínima horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	500	11.1
	230/220	9.3
	115/110	7.0
	66/57.5	7.0
	44/34.5/33	7.0
	13.8/13.2/11.4/7.6	7.0
	<1	7.0

Tabla 26 Distancias mínimas de seguridad (CNS-NT-03, 2016)

6.2 Memoria cálculos mecánicos

CANTON	VANO REGULADOR (m)	CIRCUITO BAJA TENSION - CABLE CPX 3 x 2/0 + 2/0								
		HIPOTESIS DE CALCULO								
		CONDICION EXTREMA			EVERY DAY STRESS			CONDICION MAX. FLECHA		
		T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%
P15-P13	29	312	0.34	13	-222	-0.49	-9.2	134	0.8	5.6
P13-P9	25	312	0.26	13	168	0.48	7	128	0.62	5.3
P9-P8	28	312	0.32	13	166	0.6	6.9	133	0.75	5.5
P8-P6	18	312	0.13	13	174	0.24	7.2	112	0.37	4.7
P6-P3	28	312	0.32	13	166	0.6	6.9	133	0.75	5.5
P3-P2	32	312	0.42	13	165	0.79	6.9	138	0.95	5.7
P2-P0	31	312	0.4	13	165	0.75	6.9	137	0.91	5.7

Tabla 27. Tabla de cálculo mecánico circuito de baja tensión.

Fuente: Suministrada CENS.

En la tabla 27, se detallan los resultados del cálculo mecánico para el circuito de baja tensión con cable CPX 3x2/0+2/0.

CANTON	VANO REGULADOR (m)	CIRCUITO MEDIA TENSION 13.2 kV - CABLE QUAIL 2/0								
		HIPOTESIS DE CALCULO								
		CONDICION EXTREMA			EVERY DAY STRESS			CONDICION MAX. FLECHA		
		T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%
PEX-P9	73	168	1.08	7	71	2.57	2.9	64	2.84	2.7
P9-P3	74	168	1.11	7	71	2.64	2.9	64	2.91	2.7

Tabla 28. Tabla de cálculo mecánico circuito de media tensión con cable

Quail. Fuente: Suministrada CENS.

En la tabla 28, se detallan los resultados del cálculo mecánico para el circuito de media tensión con cable Quail.

Vano regulador (m)	15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C	
	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)
20	214	0.24	197	0.26	183	0.28	171	0.3	161	0.32	152	0.34
30	182	0.63	176	0.65	170	0.67	165	0.7	160	0.72	156	0.74
40	172	1.19	169	1.21	166	1.23	163	1.25	160	1.27	158	1.29
50	168	1.9	166	1.93	164	1.95	162	1.97	160	1.99	159	2.01

Tabla 29. Tabla de tendido para el circuito de baja tensión.

Fuente: Suministrada CENS.

En la tabla 29, se muestra la tabla de tendido para el circuito de baja tensión con cable CPX 3x2/0+2/0.

Vano regulador (m)	15 °C		20 °C		25 °C		30 °C		35 °C		40 °C	
	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)	T (kgf)	f (m)
20	143	0.1	109	0.12	87	0.16	72	0.19	63	0.22	56	0.25
30	96	0.32	86	0.36	78	0.4	71	0.43	66	0.46	62	0.49
40	72	0.76	71	0.77	71	0.77	71	0.77	70	0.78	70	0.78
50	71	1.2	71	1.2	71	1.2	71	1.21	70	1.21	70	1.22
60	76	1.63	74	1.66	72	1.7	71	1.74	69	1.77	68	1.81
70	74	2.26	73	2.29	72	2.33	71	2.37	70	2.4	69	2.44
80	73	2.98	72	3.02	71	3.06	71	3.09	70	3.13	69	3.16

Tabla 30. Tabla de tendido para el circuito de media tensión con cable Quail.
Fuente: Suministrada CENS.

En la tabla 30, se muestra la tabla de tendido para el circuito de media tensión con cable Quail.

Conductor 13.2 kV		2/0 (Quail)	Velocidad de viento de diseño (km/h)				100		Presión de viento sobre conductor (kg/m)		0.59	
Conductor 34.5 kV		-									-	
Cable de Guarda		-									-	
N°	Apoyo	Configuración	Momento Longitudinal		Momento Transversal		Momento resultante		Selección	Momento resistente (kgf*m)	% rotura del poste	
			Normal	Anormal	Normal	Anormal	Normal	Anormal			Normal	Anormal
7	P9	560A/629/711	0	1684	3879	105	3879	1687	12-1350	5400	29	12

Tabla 31 Resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 12m.
Fuente: Suministrada CENS.

En la Tabla 31, se detallan los resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 12m.

Conductor	CPX 3x2/0+2/0	Velocidad de viento de diseño (km/h)	100	Presión de viento sobre conductor (kgf/m)			1.71	
Presión de viento sobre estructuras de apoyo (kgf/m)		47	Carga de mantenimiento (kgf*m)			300		
N°	Apoyo	Configuración	Momento longitudinal (kgf*m)	Momento Transversal (kgf*m)	Momento resultante (kgf*m)	Selección	Momento resistente (kgf*m)	% rotura del poste
14	P15	628	1846	592	1938	8-1050	2688	29
15	P14	626	0	745	745	8-510	1306	23
16	P13	629	0	3295	3295	8-1350	3456	38
17	P8	629	0	680	680	8-750	1920	14
18	P6	629/628	1846	680	1967	8-1050	2688	29
19	P1	626	0	767	767	8-510	1306	24
20	P0	628	1846	592	1938	8-1050	2688	29
23	P11	628	1846	610	1944	8-1050	2688	29
24	P10	629/628	1100	820	1372	8-750	1920	29
25	P12	628	1100	498	1207	8-750	1920	25
26	P7	628	1845	847	2030	8-1050	2688	30
27	P5	628	1845	823	2020	8-1050	2688	30
28	P4	626	0	768	768	8-510	1306	24

Tabla 32. Resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 8m.
Fuente: Suministrada CENS.

En la Tabla 32, se detallan los resultados del cálculo mecánico para los apoyos de 8 m.

Carga de mantenimiento (kgf*m)			300	presión de viento sobre estructuras de apoyo (kgf/m^2)					47	Pretensión de retenidas (kgf)			80
N°	Apoyo	Configuración	Momento Longitudinal (kgf*m)	Momento Transversal (kgf*m)	Momento resultante (kgf*m)	Selección	Momento resistente (kgf*m)	% rotura de poste	Tamaño retenida (pulg)	# de retenidas	Ángulo retenida (°)	Tensión en la retenida	% rotura retenida
1	P3	553A/629/711	5051	1223	5196	12-1350	5400	40	1-abr	1 @ P2	6	210	7
2	P2	STOP/629	0	4346	4346	8-2000	5120	34	1-abr	0	-	-	-

Tabla 33. Resultados del cálculo mecánico para los apoyos con retenidas.
Fuente: Suministrada CENS.

En la Tabla 33, se detallan los resultados del cálculo mecánico para los apoyos con retenidas.