

Encabezado: CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE

**DISEÑO DE REMODELACIÓN EN REDES DE MT Y BT EN EL CIRCUITO
1T03041 UBICADO EN LA URBANIZACION PRADOS DEL ESTE.**

DANIELA ESTEFHANY PABON CHAVES

PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA, SISTEMAS
Y TELECOMUNICACIONES**

FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

VILLA DEL ROSARIO, 18 DE MAYO DEL 2020

**DISEÑO DE REMODELACIÓN EN REDES DE MT Y BT EN EL CIRCUITO
1T03041 UBICADO EN LA URBANIZACION PRADOS DEL ESTE.**

DANIELA ESTEFHANY PABON CHAVES

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

Director: Jesús Abelardo Velazco Ochoa

Msc (c). INGENIERÍA ELÉCTRICA

javelazco@gmail.com

PROGRAMA DE INGENIERIA ELÉCTRICA

DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA,

SISTEMAS Y TELECOMUNICACIONES

FACULTAD DE INGENIERIAS Y ARQUITECTURAS

UNIVERSIDAD DE PAMPLONA

VILLA DEL ROSARIO, 18 DE MAYO 2020

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR POR EL TÍTULO DE INGENIERO
ELÉCTRICO.**

TÍTULO:

**DISEÑO DE REMODELACION EN REDES DE MT Y BT EN EL CIRCUITO
1T03041 UBICADO EN LA URBANIZACION PRADOS DEL ESTE.**

NOMBRES Y FIRMAS DE AUTORIZACIÓN PARA LA SUSTENTACIÓN.

**DANIELA ESTEFHANY PABON CHAVES
AUTOR**

**MsC (c) JESÚS ABELARDO VELAZCO OCHOA
DIRECTOR**

JURADO CALIFICADOR

M.Sc (c) MARTIN GALLO NIEVES

M.Sc (c) MAURICIO TRIANA FIGUEROA

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

DEDICATORIA

El presente trabajo de grado va dirigido con mucho amor y cariño a mis padres, Hortencia Chaves Quiñones y Luis Eduardo Pabon por darme el don de la vida, aunque mi padre no está pero desde el cielo me apoya, le doy gracias a Dios porque tuve a una adorable madre que fue madre y padre a la vez por lo tanto agradezco el sacrificio, esfuerzos y consejos que formaron a la gran mujer que soy hoy en día, también agradezco el apoyo incondicional de mi hermano Orlando Javier Jaimes Chaves. Estos tres referentes en mi vida son los que motivan mis expectativas por cumplir en mi proyecto de vida.

AGRADECIMIENTOS.

Le agradezco primeramente a Dios por la bendición de permitirme salir adelante en mis proyectos de vida.

A mi madre por tantos sacrificios hechos para permitirme salir adelante, hoy se ve el fruto de todo eso, mil gracias por siempre estar ahí y confiar en mí.

A mi familia por haber sido mi apoyo incondicional durante este proceso, por ser ese ejemplo a seguir, cabe resaltar todos esos esfuerzos que hicieron Cleofelina Quiñonez, Rosa Prato, Alejandro Chaves, Daniel Chaves, Avelino Chaves, Marcos Chaves, Juan Bautista Muñoz, Fermín Crispancho Pérez y Miguel Alfonso Acevedo cuando más necesite el apoyo, cariño de un padre como lo hicieron ustedes y todo el aporte técnico y constructivo en esta formación.

Agradecer en especial a mi director de trabajo de grado Jesús Velazco Ochoa, por compartir su conocimiento, disposición e ideas para realizar este proyecto de grado.

A mis compañeros de INGESSA S.A.S, por permitir realizar las prácticas empresariales, en especial a los ingenieros Lauddy Ochoa por darme la confianza de pertenecer al grupo de reposición, Henry por darme la oportunidad de aprender los aspectos técnicos en terreno, Leonel y Cristian por el aporte de enseñanza en presupuestos y tomas de cargas, Diego por el apoyo en el diseño del proyecto, Rafael y Sabrina por darme consejos técnicos en esta parte informativa y por último agradecer a los jefes de trabajo en la consigna por solucionar todas aquellas dudas en terreno.

Por último agradezco enormemente a la universidad de Pamplona por ser responsable de mi formación, a todos los profesores que intervinieron en mi desarrollo como estudiante e ingeniera egresada en esta institución.

TABLA DE CONTENIDO

ABSTRACT	1
1 INTRODUCCION	2
2 JUSTIFICACIÓN	3
3 reseña historica.....	4
4 objetivos.....	5
4.1 Objetivo General.....	5
4.2 Objetivos específicos	5
4.3 Acotaciones	5
5 MARCO TEORICO.....	6
5.1 Generalidades	6
5.2 Definiciones.....	6
5.3 Sistema eléctrico de potencia	7
5.4 Componentes de un sistema eléctrico de potencia	8
5.4.1 Generación	8
5.4.2 Transmisión.....	8
5.4.3 Distribución.....	8
5.5 Clasificación de las redes de distribución.....	9
5.6 Componentes de un sistema de distribución.....	9
5.7 Calidad de energía	9

5.8	Clasificación de los niveles de tensión	10
5.9	Demanda máxima	10
5.10	Demanda máxima diversificada.....	10
5.11	Factor de corrección.....	10
5.12	Aislamiento en redes.....	10
5.13	Regulación de tensión	11
5.14	Pérdidas de potencia	12
5.15	Sistema puesta tierra	12
5.16	Herrajes	14
5.17	Aisladores	14
5.18	Técnicas para evaluar la matriz de riesgo	14
5.18.1	Factores de riesgos eléctricos más comunes.....	15
5.19	Protección contra rayos.....	17
5.20	Distancias mínimas de seguridad.....	18
5.21	Estructuras.....	21
5.21.1	Configuración de las estructuras.....	21
5.21.1.2	Configuración tipo bandera	21
6.1.1	3Configuración horizontal.....	22
5.21.1.3	Configuración tipo H.....	22
5.21.1.4	Configuración vertical	23

5.22	Selección del conductor	23
5.22.1	Calculo mecánico de los conductores.....	23
5.22.2	Hipótesis de diseño de los conductores	24
5.22.3	Vano ideal de regulación	24
5.22.4	Flecha del cable	25
5.22.5	Peso unitario del conductor	25
5.23	Calculo mecánico de los apoyos	26
5.23.1	Momento resistente.....	26
5.23.2	Fuerzas longitudinales	27
5.23.3	Fuerzas transversales	28
5.23.4	Fuerzas de viento en condición normal	28
5.24	Sobre conductores.....	28
5.24.1	Aelovano.....	28
5.24.2	Sobre postes.....	29
6	desarrollo Y RESULTADO	31
6.1	Levantamiento a mano alzada	31
6.1.1	Replanteo	31
6.1.2	Configuración de los planos eléctricos.....	33
6.2	Cálculos eléctricos y mecánicos según las normas NTC 2050, RETIE, CENS	36
6.2.1	Cálculos eléctricos.....	36

6.2.2	Análisis de cargas iniciales.....	36
6.2.3	Cálculo de demanda diversificada.....	36
6.2.4	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico	37
6.2.5	Análisis de cortocircuito y falla a tierra.....	37
6.2.6	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos 39	
6.2.7	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.....	43
6.2.8	Análisis del nivel de tensión requerido.....	45
6.2.9	Campos electromagnéticos	46
6.2.10	Cálculo de transformadores	46
6.2.11	Calculo de sistema puesta tierra	47
6.2.12	Cálculo de canalizaciones, tubos, ductos, canaletas y electro ductos	49
6.2.13	Cálculos de pérdidas de energía	49
6.2.14	Regulación de tensión.....	50
6.2.15	Elaboración de diagramas unifilares	52
6.2.16	Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes	53
6.2.17	Cálculos Mecánicos	54
6.2.18	Cálculos de vanos y flechas.....	56
6.2.19	Cálculos de la presión del viento en los postes de concreto.....	57
6.2.20	Calculamos el momento resistente de cada apoyo	59

6.2.21	Toma de coordenadas con el GPS para el plano proyectado.....	61
7	Realización del presupuesto de obra y unidades constructivas	64
7.1	Realización del presupuesto de obra	64
7.2	Realización de las unidades constructivas según lo establecido en la CREG 015 70	
8	Recomendaciones	76
9	CONCLUSIONES	77
10	referencias bibliograficas	78
11	ANEXOS.....	80

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Factores de riesgos eléctricos comunes.	15
Tabla 2. Distancias de seguridad.	19
Tabla 3. Distancias de seguridad en cruces.	20
Tabla 4. Condiciones de operación.	27
Tabla 5. fuerza unitaria de viento por conductor.	29
Tabla 6. Peso unitario aparente por conductor.	30
Tabla 7. Carga del transformador existente.	32
Tabla 8 Demanda diversificada en el transformador de 75KV.	36
Tabla 9 Demanda diversificada del transformador de 45KVA.	37
Tabla 10 Valores mínimos del parámetro del rayo relativos al radio de la esfera correspondiente NPR.	40
Tabla 11 Densidad de descarga a tierra para Colombia.	40
Tabla 12 Matriz de riesgos.	44
Tabla 13 Decisiones y acciones para controlar el riesgo.	45
Tabla 14 Características de los transformadores.	46
Tabla 15 Resultados del transformador 75KVA.	47
Tabla 16 Resultados del transformador de 45KVA.	47
Tabla 17 Pérdidas eléctricas en el transformador de 75KVA.	49
Tabla 18 Pérdidas eléctricas en el transformador de 75KVA.	49
Tabla 19 Cálculos Pérdidas electricas en transformador 45KVA.	50
Tabla 20 Cálculos Pérdidas en el transformador 45KVA.	50
Tabla 21 Calculo de regulación de tensión en el transformador de 75KVA.	51

Tabla 22 Cálculos de regulación de tensión en transformador de 75KVA.....	51
Tabla 23 Cálculos de regulación de tensión en el transformador 45KVA.....	52
Tabla 24 Cálculos de regulación de tensión en el transformador de 45KVA.....	52
Tabla 25 Intensidad nominal en MT	53
Tabla 26 Intensidad nominal en BT	53
Tabla 27 Características técnicas del conductor de baja tensión	54
Tabla 28 Características técnicas de los conductores de fase del circuito 13.2 kV.	55
Tabla 29 Características técnicas de los conductores de fase del circuito 13.2 kV con sistema Hendrix	55
Tabla 30 Características técnicas del cable para retenidas.....	55
Tabla 31 Hipótesis a trabajar en los conductores	56
Tabla 32 Calculo mecánico para el cable ACSR 3X2/0+2/0	56
Tabla 33 Calculo mecánico para el cable QUIAL 2/0	57
Tabla 34 Calculo mecánico MT hendrix.....	57
Tabla 35 cálculo de la presión y fuerza de viento en los apoyos	58
Tabla 36 cálculo del momento resistente en los apoyos	59
Tabla 37 cálculo de momentos resistentes en los apoyos	60
Tabla 38 Coordenadas geográficas del circuito 1T03041	61
Tabla 39 Coordenadas geográficas del circuito 1TXXXXX	61
Tabla 40 Coordenadas geográficas del circuito 1T30470.....	62
Tabla 41 Coordenadas geográficas del circuito 1T03072.....	62
Tabla 42 Materiales de media tensión.....	65
Tabla 43 Material de baja tensión	66
Tabla 44 mano de obra de media tensión.....	67

Tabla 45 Mano de obra de baja tensión	68
Tabla 46 Resumen del presupuesto	70
Tabla 47 Unidades constructivas postes circuito 1T03041	71
Tabla 48 Unidades constructivas de equipos y conductores del circuito 1T03041	71
Tabla 49 Unidades de constructivas de postes en el circuito 1T03072.....	72
Tabla 50 Unidades constructivas de los equipos y conductores en el circuito 1T03072	72
Tabla 51 Unidades constructivas en los postes del circuito 1TXXXXX	73
Tabla 52 Unidades constructivas de los conductores y equipos en el circuito 1TXXXXX	73
Tabla 53 Unidades constructivas de los postes en el circuito 1T304070.....	74
Tabla 54 Unidades constructivas de los equipos y conductores en el circuito 1T304070 ..	74
Tabla 55 Resumen de las UC en los postes del proyecto.....	74
Tabla 56 Resumen de los equipos de las UC del proyecto	74
Tabla 57 Resumen de los conductores de UC del proyecto.....	74
Tabla 58 Resumen total de las UC en el proyecto	75
Tabla 59 Clasificación de los niveles de tensión	80
Tabla 60 Suministro desde redes de media tensión o alta tensión.	80
Tabla 61 Demanda máxima por niveles de tensión.	81
Tabla 62 Factores de demanda máxima	81
Tabla 63 Límite de pérdida de potencia.	81
Tabla 64 Para elegir clase de carga en el área metropolitana de Cúcuta.	82
Tabla 65 Ecuaciones para determinar la demanda máxima diversificada y selección del transformador.....	82
Tabla 66 Factores de corrección.	82
Tabla 67 Niveles de aislamiento.	83

Tabla 68 Nivel de tensión y aislamiento.	83
Tabla 69 ACSR Desnudo en media tensión.	84
Tabla 70 Cable semi aislado tricapa de 15KV en media tensión.....	84
Tabla 71 Cable para media tensión.	85
Tabla 72 Cable para baja tensión.	85
Tabla 73 Cable para baja tensión.	86

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 sistema eléctrico de potencia.	8
Figura 2. Distancias de seguridad.	19
Figura 3. Configuración estructural tipo bandera	22
Figura 4 Configuración estructural tipo horizontal.	22
Figura 5 Configuración estructural tipo.	22
Figura 6 Configuración estructural tipo vertical.	23
Figura 7 vano ideal de regulación.	24
Figura 8 Convenciones de los postes de concreto BT y MT.....	33
Figura 9 convenciones del conductor.....	33
Figura 10 convenciones de los cruces aéreos, transformadores, puesta tierra y templetes.	34
Figura 11. Aplicación del flujo eléctrico.....	38
Figura 12. Cortocircuito en la barra de 220/127.	38
Figura 13 Resultados del corto circuito en la barra 220/127v.	39
Figura 14 Análisis de riesgos por rayos.	41
Figura 15 Análisis por riesgos de rayos	42
Figura 16. Resultados del análisis de nivel de riesgos.	43
Figura 17. DPS en un transformador tipo poste	54
Figura 18 Apoyo 19 del circuito 1T03041	86
Figura 19 Poste de concreto de 8m.	87
Figura 20 Poste de 8m con cargas de rotura y sus respectivos diámetros.....	87
Figura 21 Poste de concreto de 12m	88
Figura 22 Poste de 12m con cargas de rotura y sus respectivos diámetros.....	88

Figura 23 Plantilla de Excel donde se calculó el tendido del cable en este proyecto.	89
Figura 24 Plantilla de Excel donde se calculó la tensión en la C.E, EDS, C.M.F.	89
Figura 26 Apoyo 21 prados del este.....	90
Figura 27 Apoyo 8 prados del este.....	90
Figura 28 Transformador del circuito 1T030.....	91
Figura 29 Cortocircuito en transformador de 45KVA	92
Figura 30 proceso para el presupuesto de obra en plantilla Excel	92

Ecuación 1.Regulación de tensión.	11
Ecuación 2. Constante de regulación KG.	11
Ecuación 3 Pérdidas máximas de potencia	12
Ecuación 4 Método de WENNER.....	13
Ecuación 5 Resistencia puesta tierra.	13
Ecuación 6 Voltaje de paso tolerable.	13
Ecuación 7 Voltaje de contacto tolerable.....	13
Ecuación 8. Vano ideal de regulación.....	25
Ecuación 9 Flecha del conductor.	25
Ecuación 10 carga unitaria debida al viento	25
Ecuación 11 presión dinámica que ejerce el viento	26
Ecuación 12 peso unitario aparente del conductor.....	26
Ecuación 13 momento resistente del poste	27
Ecuación 14 longitud de empotramiento para áreas urbanas	27
Ecuación 15 fuerza longitudinal en apoyos terminales.....	28
Ecuación 16 Fuerza longitudinal con Angulo cero	28
Ecuación 17 presión dinámica debido al viento.....	28
Ecuación 18 Calculo del aelovano	28
Ecuación 19 cálculo del aelovano en postes	29
Ecuación 20 diámetro del poste a nivel terreno	29
Ecuación 21 fuerza del viento	29
Ecuación 22 Distancia del centro de masa del poste a nivel de suelo.....	29

RESUMEN

El sistema de distribución de energía eléctrica es la parte del sistema eléctrico cuya función es el suministro de energía desde la subestación de distribución hasta los usuarios finales se lleva a cabo por los operadores del sistema de distribución en este caso la empresa de Centrales eléctricas de Norte de Santander.

El presente proyecto se plantea la reposición en redes de media tensión y baja tensión en la urbanización prados del este, mediante la remodelación del circuito 1T03041 donde se analizan los posibles cambios de estructuras debido la obsolescencia en los apoyos, selección del conductor por el incremento de las pérdidas técnicas y la revisión de las distancia de seguridad, entre otros.

Para el diseño se hace un replanteo en terreno, levantamiento a mano alzada de la red para recolectar información actual del circuito, se hace una proyección de la demanda teniendo en cuenta las características técnicas y el número de usuarios.

Palabras clave: Diseño, reposición, pérdidas técnicas, obsolescencia y estructuras.

ABSTRACT

The electrical energy distribution system is the part of the electrical system whose function is the supply of energy from the distribution substation to the end users is carried out by the operators of the distribution system, in this case the company of North Power Plants Santander.

The present project considers the replacement of medium and low voltage networks in the urbanization of eastern meadows, by means of the remodeling of the 1T03041 circuit where possible changes in structures due to the obsolescence of the supports are analyzed, conductor selection due to the increase in technical losses and the review of safety distances, among others.

For the design, a reconsideration is carried out in the field, a freehand survey of the network to collect current information on the circuit, a projection of the demand is made taking into account the technical characteristics and the number of users.

Keywords: Design, replacement, technical losses, obsolescence and structures.

1 INTRODUCCION

Los principales ítems para el proceso de reposición son pérdidas del circuito, calidad del servicio y obsolescencia de la red, muchos de estos criterios son requeridos por parte de los usuarios (PQR) que son atendidas por la atención técnica de clientes. CENS tiene planteado dentro de su proceso de inversión anual el diseño para la reposición de redes de media y baja tensión siendo el circuito 1T03041 ubicado en la urbanización prados del este de la ciudad de san José de Cúcuta parte de este proceso.

Para el desarrollo de este documento se tienen en cuenta el cumplimiento de las normas eléctricas (RETIE, NTC 2050, CENS Y CREG 015).

Inicialmente, después de la identificación del circuito (1T03041) se hace una visita del reconocimiento del área, se dibuja un plano a mano alzada de las estructuras existentes, se determina la totalidad de usuarios asociados al circuito y se establece la carga del transformador. Posteriormente se actualiza el plano existente del circuito y en base a este se hace un plano proyectado, se realiza los cálculos eléctricos propuestos para el desarrollo de este proyecto.

Durante el desarrollo se expondrá el contexto, objetivos y estructura del presente proyecto.

El contexto figurara de una representación del marco en el que se desarrolla el propósito de reposición del trabajo de grado, en lo pertinente a los objetivos, se detallaran aquellos de carácter general que se proyectan alcanzar a lo largo del proceso de grado, finalmente se describe la estructura y contenido del trabajo que ayudara a ubicar el leyente a lo largo del desarrollo de la exposición.

2 JUSTIFICACIÓN

Actualmente el circuito presentes algunos tipos de inconvenientes como la baja calidad del suministro de energía eléctrica esto sucede cuando los usuarios están alejados del transformador, tienen baja regulación de tensión, pérdidas de potencia, sobrecargas en el transformador, el mal estado de las estructuras y cuando por condiciones de vivienda no cumplen las distancias mínimas de seguridad necesarias en redes de media y baja tensión.

El propósito del proyecto cuando se llegue a implementar la remodelación del circuito 1T03041 se minimicen todas estas posibles fallencias de energía eléctrica y los usuarios conectados al circuito tengan un óptimo servicio de energía eléctrica cumpliendo con las normas eléctricas establecidas como lo son el RETIE, CENS, CREG 015 Y NTC 2050

2 RESEÑA HISTORICA

La firma JESÚS FERNANDO RAMÍREZ CARRILLO nace en el año 1987, con el ánimo de prestar sus servicios en el área de ingeniería eléctrica con énfasis en la construcción de redes de distribución eléctricas urbanas y en diseño de instalaciones eléctricas. En sus primeros años efectuó trabajos en el departamento Norte de Santander para clientes como Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. y para clientes del sector residencial, comercial e industrial. Al igual que la mayoría de las empresas sus inicios fueron difíciles, pero gracias al compromiso permanente de la Gerencia, la capacitación y el crecimiento de su talento humano y el uso de materiales y equipos de excelente calidad, la empresa ha logrado consolidarse como una de las de mayor prestigio en el departamento y con proyección nacional. Los principales clientes de la Firma son: Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P., Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL), Comité de Cafeteros del Norte de Santander, Gobernación del Norte de Santander, Alcaldía Municipal de Ocaña, Electrificadora de Santander S.A. E.S.P.

Un factor importante en las estrategias de crecimiento, rentabilidad y posicionamiento de la firma ha sido la capacitación, el crecimiento del talento humano, la calidad, efectividad y Satisfacción de Nuestros Clientes, forman así nuestra filosofía empresarial.

A su vez la sociedad INGESSA S.A.S fue creada en el año 2005 como respuesta a las solicitudes de tipo legal de algunas empresas del sector. En pro del mejoramiento continuo la Gerencia y el Comité SIGE deciden en el año 2010 manejar las dos empresas como grupo empresarial dentro del Sistema Integrado de Gestión, teniendo en cuenta que tanto la empresa FRC como INGESSA S.A.S se encuentran actualmente certificadas bajo los parámetros de las normas NTC/ISO 9001:2008, NTC/OHSAS 18001:2007 y NTC/ISO 14001:2004.

3 OBJETIVOS

3.1 Objetivo General

- ✓ Diseñar la remodelación del circuito 1T03041 ubicado en la urbanización prados del este para garantizar una mejor calidad del servicio de energía eléctrica.

3.2 Objetivos específicos

- ✓ Elaborar el levantamiento del circuito 1T03041 existente en terreno y el proyectado para la remodelación de la red en AUTOCAD 2018
- ✓ Calcular los parámetros de diseño correspondientes para el circuito planteado según Lo Establecido por las normas NTC 2050, CENS Y RETIE
- ✓ Realizar el presupuesto de obra y las unidades constructivas según lo establecido en la CREG 015

3.3 Acotaciones

Para el diseño remodelación de las redes de distribución de M.T. y B.T. del circuito 1T03041 ubicado en la urbanización prados del este se dispondrá del uso de los siguiente software:

- ✓ Microsoft Excel 2013 para las planillas de cálculos de materiales, mano de obra, presupuesto de obra
- ✓ Autodesk AutoCAD 2018 para el plano final
- ✓ Microsoft Excel 2013 para los cálculos eléctricos

4 MARCO TEORICO

4.1 Generalidades

El diseño de redes de media tensión y baja tensión se debe tener en cuenta tanto los lineamientos del operador de red y las peticiones que se reclaman por parte de los usuarios, por este motivo se solicita la reposición del circuito 1T03041. Algunos aspectos que se sugieren para este diseño son:

- ✓ Visita técnica, conocer si la zona tiene gran cantidad de árboles, el estado de los postes, las coordenadas del circuito.
- ✓ Identificación de las redes de media y baja tensión del circuito existente
- ✓ Inspeccionar en el lugar de trabajo los usuarios conectados a cada punto mediante el replanteo, para hacer la totalidad de usuarios en cada transformador

4.2 Definiciones

- ✓ Cruceta: se utilizan en instalaciones aéreas, hace parte de un poste o estructura eléctrica, se encarga de sostener los aisladores eléctricos y el conductor, el material de las crucetas es de acero, fibra de vidrio y material polimérico. (CENS, 2016)
- ✓ Flecha :es la diferencia de medición el punto más bajo del cable conductor y la línea recta imaginaria que hace la unión de esos dos puntos .(Ministerio de Minas y Energía, 2008)
- ✓ Arco eléctrico: arco que se forma a la diferencia de potencial (Ministerio de Minas y Energía, 2008)
- ✓ Remodelación: Reparación de un circuito existente

- ✓ Línea viva: maní obra que realiza una cuadrilla energizando dicho circuito.
- ✓ Cortocircuito: aumento de intensidad eléctrica entre dos puntos del mismo circuito.(Ministerio de Minas y Energía, 2008)
- ✓ Confiabilidad: talento de un instrumento para cumplir un servicio ordenado (Ministerio de Minas y Energía, 2008).
- ✓ Hendrix= Es un sistema aéreo que se utiliza para las distancias de seguridad.
- ✓ NPR= nivel de protección contra rayos.
- ✓ EDS= Es la tensión de todos los días, tiene presente la vibración eólica en el cable.

4.3 Sistema eléctrico de potencia

Actualmente los sistemas de energía eléctrica son los más usados en la industria y en residencias, el objetivo de los sistemas eléctricos es la obtención de energía desde centros de generación con un fácil acceso de transportarla a estos centros de consumos. Para que el sistema eléctrico pueda ser utilizado es inevitable un sistema físico que pueda defender desde la parte generadora, su utilización y consumo final.(Mujal Rosas, 2000)

El sistema eléctrico debe admitir todo el cuidado a lo largo del proceso desde la planeación hasta la operación, ya que es en esta situación donde la calidad de servicio de energía eléctrica comienza a perjudicar, aparecen mayores pérdidas técnicas de niveles de tensión (son las reconocidas por los niveles de tensión), es aquí donde el sistema eléctrico se vuelve frágil y queda expuesto a pérdidas no técnicas o también nombrados pérdidas no reconocidas (son hurtos, fraudes de energía eléctrica). (Alvaro & Moreno, 2012)

4.4 Componentes de un sistema eléctrico de potencia

4.4.1 Generación

Planta esencial la cual transforma alguna clase de energía (térmica, química mecánica, luminosa, etc.) en energía eléctrica.

4.4.2 Transmisión

Medio que se encarga de transportar energía eléctrica desde la central de generación hasta los distintos centros de distribución para que llegue consumidor final.

4.4.3 Distribución

Cumplen con una función muy importante, que es entregar la energía eléctrica a todos los consumidores de ese servicio, la validez con que la red de distribución ejecuta este servicio es evaluando la regulación tensión, continuidad del servicio, flexibilidad, calidad y eficiencia. La ocupación de las redes es el diseño, construcción y mantenimiento para un servicio adecuado para los consumidores finales. (Aristóteles & Juárez Cervantes, 2002)

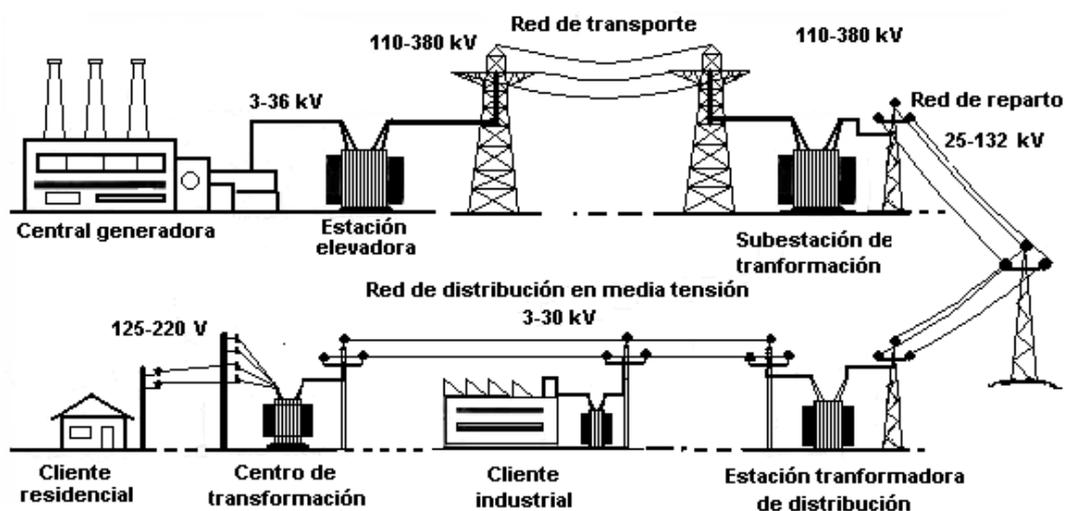


Figura 1 sistema eléctrico de potencia.
Fuente.(Melchor, 2020)

4.5 Clasificación de las redes de distribución

- ✓ La situación o modelo de construcción (aéreo, subterráneo)
- ✓ El servicio que facilitan
- ✓ El modelo de área a servir (urbana o rural)
- ✓ El tipo de configuración eléctrica (Cns-nt-, 2016)

4.6 Componentes de un sistema de distribución

- ✓ Líneas de sub transmisión
- ✓ Subestaciones de distribución
- ✓ Circuitos primarios
- ✓ Transformadores de distribución
- ✓ Circuitos secundarios
- ✓ Acometidas (Cns-nt-, 2016)

4.7 Calidad de energía

Actualmente se reconoce por la calidad de servicio de energía eléctrica, es la utilizada en las actividades de los usuarios. El resultado de los elementos debido al aumento en los instrumentos de energía eléctrica que son sensibles a las perturbaciones de las ondas de tensión y corriente, estas perturbaciones son causadas por descargas atmosféricas, fallas y maniobras en el sistema, en lo general el defecto en la energía eléctrica sería la distorsión armónica, caídas de tensión, cortes en el suministro e interrupciones en este caso tratar de afectar el menor número de usuarios posibles, esta calidad generalmente es para corregir cualquier tipo de problema que se le pueda presentar al usuario, para obtener una mejora en cualquier instalación eléctrica (Ángel Silva & Ordóñez Plata, 2005)

4.8 Clasificación de los niveles de tensión

Los niveles de tensión tienen importancia en todo el suministro de energía eléctrica, para la energización a alto, medio y bajo voltaje de los equipos e elementos para toda instalación eléctrica, la clasificación se verá reflejada en la tabla 50 de los anexos acuerdo a lo establecido en la norma vigente como el RETIE y CENS (Cns-nt-, 2016)

4.9 Demanda máxima

Carga mayor promedio que se ha producido durante un tiempo específico, este tipo de demanda se refleja en la realización de cada mes en la residencia de cada usuario. Esta demanda de energía ocurre en fases diarias, mensuales y anuales para la definición de esta demanda en los niveles de tensión en los usuarios se observara en la tabla 52 para el diseño de acometidas y selección de medidores de los anexos (Cns-nt-, 2016)

4.10 Demanda máxima diversificada

Capacidad del sistema eléctrico, este parámetro es importante en este proyecto para el cálculo y selección del transformador, acometida para esto se tendrá en cuenta las tablas 61 para el cálculo dentro el área metropolitana de Cúcuta y tabla 63 para el cálculo y selección del transformador en los anexos .(Cns-nt-, 2016)

4.11 Factor de corrección

El factor se relaciona con los valores de la constante de regulación para cables de aluminio y cobre con diferentes factores de potencia y mejorar el consumo de energía eléctrica. Para este cálculo se tendrá en cuenta la tabla 57 que será reflejada en los anexos(Cns-nt-, 2016)

4.12 Aislamiento en redes

El estudio permite resolver el nivel de aislamiento para seleccionar los diferentes componentes de un sistema eléctrico. Para esta selección se debe realizar con el nivel de

tensión que presente cualquier circuito, para ello se debe tener presente la tabla 65 de aislamiento de la norma CENS que está reflejada en los anexos. (CENS, 2016)

4.13 Regulación de tensión

Los sistemas de distribución, la regulación de voltaje es un factor que abarca a diario la tarea que haya un servicio de energía eléctrica constante, sin interrupciones a los usuarios conectados a un circuito en especial (Cns-nt-, 2016)

$$R\% = Fc \frac{KG}{VL^2} M$$

Ecuación 1.Regulación de tensión.
Fuente.(Cns-nt-, 2016)

Donde:

FC: Factor de corrección. Se establece de acuerdo al tipo de conexión y al tipo de sistema del circuito, como se indica en la Tabla 57

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

VL: voltaje de línea

KG: constante de regulación generalizada en el conductor y se calcula como:

$$KG = KG * 100$$

$$KG = (r \cos \Phi + XL \sin \Phi)$$

Ecuación 2. Constante de regulación KG.
Fuente(Cns-nt-, 2016)

Donde:

R: resistencia por unidad de longitud del conductor a una temperatura determinada (Ohm/Km)

Φ : Angulo de factor de potencia de la carga

XL: reactancia inductiva por unidad de longitud del conductor (Ohm/Km)

4.14 Pérdidas de potencia

Las pérdidas suceden durante el sistema de energía eléctrica, en la ocurrencia de estas presenta alto costo de consumo tanto en los usuarios como en las empresas prestadoras del servicio de energía eléctrica, hay dos clases de pérdidas están las técnicas y las no técnicas (estas suelen ser por hurtos, fraudes de energía eléctrica). En este proyecto se tendrá muy presente las pérdidas técnicas (establecidas por los aspectos técnicos en los niveles de tensión en si las reconocidas), en el replanteo en el terreno se observó y verifico que en esta urbanización estrato 3 hay presencia de estas, para este cálculo se tiene en cuenta la tabla 5 de los anexos .(Mme, 2013)

$$PL\% = \frac{rM}{vl^2 \cos \Phi} 100$$

Ecuación 3 Pérdidas máximas de potencia
Fuente.(Cns-nt-, 2016)

Donde:

M: momento eléctrico en KVA*m

r: resistencia por unidad de longitud en Ohm/km

Φ = Angulo de factor de potencia de la carga

VL: tensión de línea en voltios

4.15 Sistema puesta tierra

La instalación eléctrica debe tener la conexión a tierra ya que es uno de los elementos con medida de seguridad, en caso que suceda algún fallo donde un conductor energizado haga contacto con el terreno conductor expuesto, esta conexión reduce el peligro tanto de las personas como de los animales, evita daños en los componentes por sobretensión y mejora la efectividad de las protecciones eléctricas, para este sistema se utilizara la siguientes ecuaciones .(Ministerio de Minas y Energía, 2008)

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

Ecuación 4 Método de WENNER.
fuente(Cns-nt-, 2016)

Donde:

R= resistividad obtenida con el teluometro

A= distancia entre electrodos en metros

B= profundidad de enterrado de los electrodos en m

P= resistividad promedio

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

Ecuación 5 Resistencia puesta tierra.
Fuente(Cns-nt-, 2016)

Donde:

R= resistividad de la tierra (Ω)

P= resistividad del terreno ($\Omega.m$)

L=longitud de la varilla de puesta tierra (m)

R= radio de la varilla de puesta tierra (m)

$$VPT = (1000 + 6P) \left(\frac{0,157}{\sqrt{TC}} \right)$$

Ecuación 6 Voltaje de paso tolerable.
Fuente(Cns-nt-, 2016)

Donde:

P= resistividad del terreno

Tc=tiempo de despeje de la falla

$$VCT = (1000 + 1,5P) \left(\frac{0,157}{TC} \right)$$

Ecuación 7 Voltaje de contacto tolerable.
Fuente(Cns-nt-, 2016)

4.16 Herrajes

Dispositivos esenciales en los proyectos de redes de distribución, su finalidad es la protección, asegurar y separan los conductores en la realización de este proyecto en terreno, los herrajes deben soportar ciertas tensiones mecánicas de los conductores, para este proyecto se utilizaran los siguientes herrajes.

4.17 Aisladores

El sistema energía eléctrica estos elementos son importantes ya que este tipo de material conductor logra la seguridad de la instalación eléctrica también cuida a los usuarios de las partes de sistema eléctrico. Para la selección de este material se puede según la temperatura, pueden ser de porcelana, vidrio, resina epoxica.

4.18 Técnicas para evaluar la matriz de riesgo

Para esta matriz de riesgo se realizara con la siguiente metodología.

- ✓ Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.
- ✓ Definir si el riesgo es potencial o real.
- ✓ Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.
- ✓ Buscar el punto de cruce dentro de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2, 3, 4,5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración de riesgo para cada clase.
- ✓ Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.
- ✓ Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo

- ✓ Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la tabla 9 del desarrollo de este proyecto (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

4.18.1 Factores de riesgos eléctricos más comunes

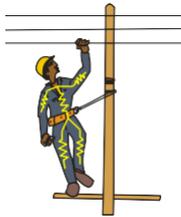
Generalmente la electricidad tiene una serie de riesgos, que hay que tener presentes siempre en la vida laboral, para tratar de no ocasionar estos riesgos es necesario controlar y contar con los equipo de auxilio, seguridad y poder minimizar y así garantizar la seguridad de las personas. A continuación se mostrara algunos riesgos.(Ministerio de Minas y Energía, 2008)

Tabla 1.Factores de riesgos eléctricos comunes.

Factores de riesgos eléctricos	
ARCOS ELÉCTRICOS.	
	<p>POSIBLES CAUSAS: Malos contactos, cortocircuitos, aperturas de interruptores con carga, apertura o cierre de seccionadores con carga, apertura de transformadores de corriente, apertura de transformadores de potencia con carga sin utilizar equipo extintor de arco, apertura de transformadores de corriente en secundarios con carga, manipulación indebida de equipos de medida, materiales o herramientas olvidadas en gabinetes, acumulación de óxido o partículas conductoras, descuidos en los trabajos de mantenimiento.</p>
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Utilizar materiales envolventes resistentes a los arcos, mantener una distancia de seguridad, usar prendas acordes con el riesgo y gafas de protección contra rayos ultravioleta	
AUSENCIA DE ELECTRICIDAD (EN DETERMINADOS CASOS)	
	<p>POSIBLES CAUSAS: Apagón o corte del servicio, no disponer de un sistema ininterrumpido de potencia - UPS, no tener plantas de emergencia, no tener transferencia. Por ejemplo: Lugares donde se exijan plantas de emergencia como hospitales y aeropuertos.</p>
MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Disponer de sistemas ininterrumpidos de potencia y de plantas de emergencia con transferencia automática	

CONTACTO DIRECTO

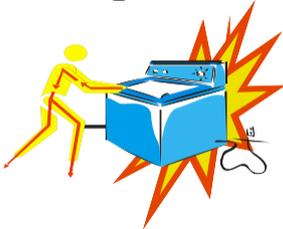
POSIBLES CAUSAS: Negligencia de técnicos o impericia de no técnicos, violación de las distancias mínimas de seguridad.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Establecer distancias de seguridad, interposición de obstáculos, aislamiento o recubrimiento de partes activas, utilización de interruptores diferenciales, elementos de protección personal, puesta a tierra, probar ausencia de tensión, doble aislamiento.

CONTACTO INDIRECTO

POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento, mal mantenimiento, falta de conductor de puesta a tierra.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Separación de circuitos, uso de muy baja tensión, distancias de seguridad, conexiones equipotenciales, sistemas de puesta a tierra, interruptores diferenciales, mantenimiento preventivo y correctivo.

CORTOCIRCUITO

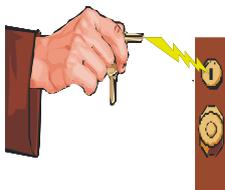
POSIBLES CAUSAS: Fallas de aislamiento impericia de los técnicos, accidentes externos, vientos fuertes, humedades, equipos defectuosos.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Interruptores automáticos con dispositivos de disparo de máxima corriente o cortacircuitos fusibles

ELECTRICIDAD ESTÁTICA

POSIBLES CAUSAS: Unión y separación constante de materiales como aislantes, conductores, sólidos o gases con la presencia de un aislante.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Sistemas de puesta a tierra, conexiones equipotenciales, aumento de la humedad relativa, ionización del ambiente, eliminadores eléctricos y radiactivos, pisos conductivos.

EQUIPO DEFECTUOSO

POSIBLES CAUSAS: Mal mantenimiento, mala instalación, mala utilización, tiempo de uso, transporte inadecuado.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Mantenimiento predictivo y preventivo, construcción de instalaciones siguiendo las normas técnicas, caracterización del entorno electromagnético.

RAYOS

POSIBLES CAUSAS: Fallas en: el diseño, construcción, operación, mantenimiento del sistema de protección.

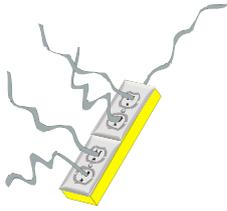


MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Pararrayos, bajantes, puestas a tierra, equipo tencialización, apantallamientos, topología de cableados. Además suspender actividades de alto riesgo, cuando se tenga personal al aire libre.

SOBRECARGA

POSIBLES CAUSAS: Superar los límites nominales de los equipos o de los conductores, instalaciones que no cumplen las

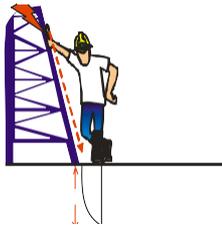
normas técnicas, conexiones flojas, armónicos, no controlar el factor de potencia.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Uso de Interruptores automáticos con relés de sobrecarga, interruptores automáticos asociados con cortacircuitos, cortacircuitos, fusibles bien dimensionados, dimensionamiento técnico de conductores y equipos, compensación de energía reactiva con banco de condensadores.

TENSIÓN DE CONTACTO

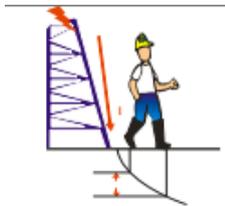
POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de distancias de seguridad.



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar

TENSIÓN DE PASO

POSIBLES CAUSAS: Rayos, fallas a tierra, fallas de aislamiento, violación de áreas restringidas, retardo en el despeje de la falla,



MEDIDAS DE PROTECCIÓN: Puestas a tierra de baja resistencia, restricción de accesos, alta resistividad del piso, equipotencializar

Fuente(Ministerio de Minas y Energía, 2008)

4.19 Protección contra rayos

El fenómeno genera grandes dificultades y provoca descargas directas y lejanas, se puede presentar en las construcciones unifamiliares y en las instalaciones eléctricas. La importancia que brinda la protección contra rayos es la seguridad de los seres vivos y el apropiado funcionamiento de los dispositivos eléctricos, ya que Colombia es uno de los países donde se presenta comúnmente este riesgo. Para este análisis se tendrá presente la metodología establecida en las Normas NTC 4552, las tablas y contenidos han sido tomados de los siguientes documentos.(Alvaro & Moreno, 2012)

- NTC 4552-1: Principios Generales.
- NTC 4552-2: Manejo del Riesgo.
- NTC 4552-3: Daños Físicos a Estructuras y Amenazas a la Vida.

Es evidente que la corriente del rayo es la fuente primaria de daño e impacta generalmente en las siguientes situaciones:

- S1 Descargas sobre la estructura.
- S2 Descargas sobre las líneas.
- S3 Descargas cercanas a las líneas.

Los daños que este impacto produce se clasifican en tres aspectos básicos:

D1 – Lesiones a seres vivos.

D2 – Daños físicos.

D3 – Fallas de sistemas eléctricos y electrónicos

El rayo puede causar daños físicos a las líneas y a todo sistema interno que se encuentre conectado a ellas y por ende las pérdidas a considerar son:

R1= Riesgos de pérdidas de vidas humanas

R2= riesgos de pérdidas de servicio publico

R3= riesgos de pérdidas de patrimonio cultural

4.20 Distancias mínimas de seguridad

Las distancias verifican que en la etapa del replanteo que la autora hace en los apoyos del proyecto cumpla con las exigencias del RETIE y CENS ya que orienta en evitar contactos accidentales, cuando estén realizando la maniobra en guardar las distancias entre las partes energizadas, se debe de cumplir con la distancia estipulada para alejar de las edificación de las redes eléctricas, la distancia que se ve en la figura 1 es la distancia b de (Ministerio de Minas y Energía, 2008) se toma desde la parte energizada más cercana al sitio para que en ningún momento la red quede encima de la construcción, en las siguientes tablas # se dará a conocer las distancias mínimas de seguridad en zonas de construcción, cruces y vanos con distintas líneas en diferente tensión. (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

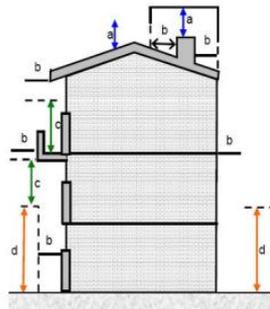


Figura 2. Distancias de seguridad.
Fuente (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

Tabla 2. Distancias de seguridad.

DISTANCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD EN ZONAS CON CONSTRUCCIONES		
Descripción	Tensión nominal entre fases (kV)	Distancia (m)
Distancia vertical "a" sobre techos y proyecciones, aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas y siempre que el propietario o tenedor de la instalación eléctrica tenga absoluto control tanto de la instalación como de la edificación (Figura 13.1).	44/34,5/33	3,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	3,8
Distancia horizontal "b" a muros, balcones, salientes, ventanas y diferentes áreas independientemente de la facilidad de accesibilidad de personas. (Figura 13.1)	<1	0,45
	66/57,5	2,5
	44/34,5/33	2,3
Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas, y sobre techos accesibles a vehículos de máximo 2,45 m de altura. (Figura 13.1)	13,8/13,2/11,4/7,6	2,3
	<1	1,7
	44/34,5/33	4,1
Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tráfico vehicular. (Figura 13.1) para vehículos de más de 2,45 m de altura.	13,8/13,2/11,4/7,6	4,1
	<1	3,5
	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

Fuente. (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

5.20.1 Distancias mínimas de seguridad en zonas con construcciones

A continuación las distancias que se deben de tener en cuenta en cruces en paralelo son las siguientes

Tabla 3. Distancias de seguridad en cruces

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
Cruce de líneas aéreas de baja tensión en grandes avenidas.	<1	5,0
	<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
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).	<1	5,0
	500	8,6
	230/220	6,8
	115/110	6,1
	66/57,5	5,8
	44/34,5/33	5,6
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 13.3) ⁹	13,8/13,2/11,4/7,6	5,6
	<1	5,0
	500	11,1
	230/220	9,3
	115/110	8,6
	66/57,5	8,3
Distancia mínima vertical en el cruce “f” a los conductores alimentadores de ferrocarriles electrificados, teleféricos, tranvías y trole-buses (Figura 13.4)	44/34,5/33	8,1
	13,8/13,2/11,4/7,6	8,1
	<1	7,5
	500	4,8
	230/220	3,0
	115/110	2,3
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)	66/57,5	2,0
	44/34,5/33	1,8
	13,8/13,2/11,4/7,6	1,8
	<1	1,2
	500	12,9
	230/220	11,3
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)	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
	500	7,9
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.	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 horizontal en cruce cercano a campos deportivos que incluyan infraestructura, tales como graderías, casetas o cualquier tipo de edificación asociada al campo deportivo.	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
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.	<1	12
	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

. Fuente (Ministerio de Minas y Energía, 2008)

4.21 Estructuras

Pueden ser construidas, se usan para los distintos casos de distribución de energía eléctrica, existen diferentes tipos como las tangentes, ángulo, anclaje, remate, madera (madera, concreto y metal), en este proyecto la altura de la estructura que se debe utilizar son postes 8, 10, 12 o 14 metros y con cargas de rotura de 510, 750, 1050, 1350, 1800 o 2000kgf .(Proyectos, 2015)

Cuando se realiza el replanteo se marca con pintura permanente (spray rojo) en el terreno la sección transversal en donde se va hacer el empotramiento de estas estructuras.

Para la selección tendrá presente las estructuras terminales con Angulo se deben diseñar auto soportados y fundidos con el fin de no utilizar templetes, tanto en baja tensión y media tensión, ya que la norma no permite que en los diseños de remodelación el uso de estos templetes.

Para lo mencionado se tiene presente que estas estructuras deben ser normalizada por la empresa CENS S.A E.S.P

Para estos cálculos primero se calculara la fuerza del viento sobre los conductores y luego sobre los apoyos.

4.21.1 Configuración de las estructuras

Se presentara algunas configuraciones a continuación.

5.21.1.2 Configuración tipo bandera

Es utilizada para obtener las distancias de seguridad primordialmente en áreas urbanas por limitaciones en el espacio.

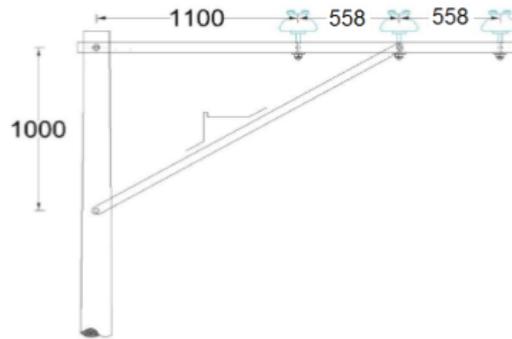


Figura 3. Configuración estructural tipo bandera

Fuente.(05_CÁLCULOS MECÁNICOS ESTRUCTURAS AÉREAS.pdf, n.d.)

6.1.1 Configuración horizontal

Se utiliza cuando los conductores que la forman están en un mismo plano horizontal.

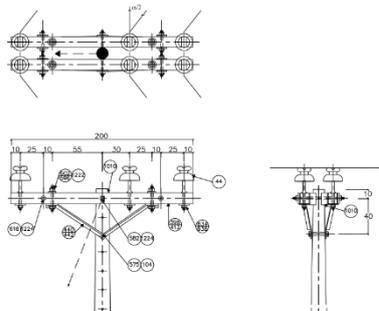


Figura 4 Configuración estructural tipo horizontal.

Fuente(05_CÁLCULOS MECÁNICOS ESTRUCTURAS AÉREAS.pdf, n.d.)

5.21.1.3 Configuración tipo H

Se utiliza cuando existen tramos grandes y se considera que tiene buena resistencia para los contravientos.

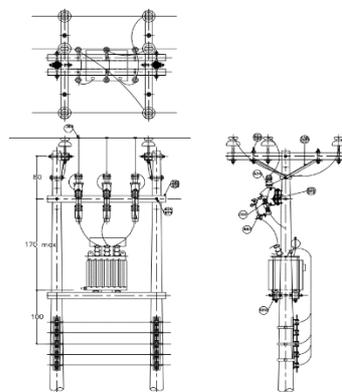


Figura 5 Configuración estructural tipo.

Fuente.(05_CÁLCULOS MECÁNICOS ESTRUCTURAS AÉREAS.pdf, n.d.)

5.21.1.4 Configuración vertical

Configuración cuando los conductores se instalan en el mismo plano vertical y en distintas alturas.

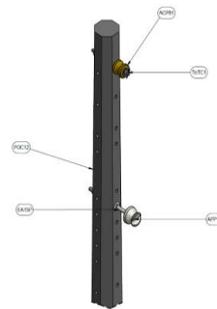


Figura 6 Configuración estructural tipo vertical.

Fuente(05_CÁLCULOS MECÁNICOS ESTRUCTURAS AÉREAS.pdf, n.d.)

5.22 Selección del conductor

Material que transmite energía eléctrica, ofreciendo poca resistencia a la circulación de la carga eléctrica, para la selección de estos conductores no deben estar maltratados, quemados, perforados o con abolladuras, estos deben ser nuevos y que cumplan con las normas respectivas, en líneas y en redes no se debe acceder a empalmar más de un conductor.

En este proyecto los conductores de media tensión se estipulara mantener un solo calibre de conductor para la troncal del circuito, en los cascos urbanos la troncal se debe proyectar en calibre 266.8 MCM, y ramales en 2/0 salvo que por cálculos se requiera de un conductor de mayor capacidad. (CENS, 2016)

Para los conductores de baja tensión se utilizara cable trenzado anti fraude con neutro ACSR.

5.22.1 Calculo mecánico de los conductores

Se realiza con el fin de saber distintos aspectos, la tensión mecánica de los conductores y apoyos en las condiciones climáticas y por ende aprovechar un buen resultado entre la

longitudes de vanos y dimensiones de los postes a utilizar en este proyecto. Para esto se contara con una serie de ecuaciones a realizar, también tendremos presentes unas tablas que se verán en los anexos, para los conductores de baja y media tensión, con base de estas tablas se observa el conductor a utilizar. (Comisión Federal de Electricidad (CFE), 2014)

5.22.2 Hipótesis de diseño de los conductores

Hipótesis	Parámetros	Zona según altura sobre el nivel del mar		
		0<msnm<100 0	1000<msnm<200 0	2000<msn m
Condición extrema	Temperatura (°C)	21	15	9
	Vel. Viento (km/h)	100	80	60
	% carga de rotura	40	40	40
Every day stress	Temperatura (°C)	25	19	14
	Vel. Viento (km/h)	15	11	7
	% carga de rotura	20	20	20
Condición de máxima flecha	Temperatura (°C)	75	70	65
	Vel. Viento (km/h)	0	0	0

5.22.3 Vano ideal de regulación

Estos vanos son el comportamiento horizontal de la tensión del cable de un conjunto de vanos abarcado entre dos postes, a continuación se verá vanos adyacentes que tengan la misma curva.

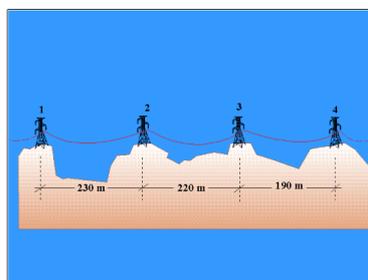


Figura 7 vano ideal de regulación.
Fuente(Edicion, Juan, & Ríos, 2001)

$$ar = \sqrt{\frac{\sum_i^n a^3}{\sum_i^n a}}$$

Ecuación 8. Vano ideal de regulación.

Fuente(Edicion et al., 2001)

Donde:

Ar=longitud vano idea de regulación (m)

A= longitud del vano en (m)

5.22.4 Flecha del cable

Es la máxima distancia vertical entre el segmento que une los extremos del conductor.

$$F = \frac{a^2 * wc}{8T_o}$$

Ecuación 9 Flecha del conductor.

Fuente(Edicion et al., 2001)

Donde:

A= vano en (m)

Wc=peso unitario en (kgf/m)

To= tensión del cable (kgf)

5.22.5 Peso unitario del conductor

Primordialmente los conductores están sometidos a ciertas condiciones transversales debidas al viento, este peso se calculara con las siguientes ecuaciones.

$$pv = C_f q \phi \left[\frac{kgf}{m} \right]$$

Ecuación 10 carga unitaria debida al viento

Presión dinámica que ejerce el viento.

$$q = 0.0613v^2 \left[\frac{kgf}{m^2} \right]$$

Ecuación 11 presión dinámica que ejerce el viento

Donde:

V es la velocidad en m/s

Finalmente se calcula el peso del conductor

$$P = \sqrt{pc^2 + pv^2}$$

Ecuación 12 peso unitario aparente del conductor

Donde:

P= peso unitario propio del conductor (daN/m)

Pc= peso unitario propio del conductor (daN/m)

Pv= peso unitario del viento del conductor (daN/M)

5.23 Cálculo mecánico de los apoyos

El cálculo se hace con el fin de determinar las condiciones normales de los postes, estos dependerán según su función: apoyo de alineación (AL), apoyo ángulo sin apertura (ANG), apoyo retención (RET), apoyo retención en ángulo (RAG), apoyo terminal (TER).

Se debe comenzar teniendo en cuenta primero los cálculos de los conductores, tener la altura de los postes y el factor de seguridad no debe ser menos a 2.5 en los postes esto lo estipula la norma CENS, luego se calcula las fuerzas tanto longitudinales, transversales y verticales en los apoyos, finalmente calculando los momentos resistente y resultante. (Mujal Rosas, 2000)

5.23.1 Momento resistente

El momento caracteriza la resistencia de un prisma mecánico sometido a una flexión

$$M_r = \frac{F_{up}}{FS} (H - H_1 - 0,2) [KG. m]$$

Ecuación 13 momento resistente del poste

Donde:

F_{up} = carga de rotura del poste (kg)

H_1 = Longitud de empotramiento (m)

FS = factor de seguridad igual a 2,5

$$H_1 = 0,1H + 0,4m$$

Ecuación 14 longitud de empotramiento para áreas urbanas

Tabla 4. Condiciones de operación

Tipo de apoyo	Condición normal	Condición anormal
Alineación (ALN)	Todos los conductores sanos con velocidad máxima de viento transversal.	No aplica.
Ángulo sin apertura (ANG)	Todos los conductores sanos con velocidad máxima de viento transversal.	No aplica.
Retención 0° (RET)	Todos los conductores sanos con velocidad máxima de viento transversal.	Desequilibrio de tensión horizontal del 50% sin considerar la acción transversal por viento.
Retención en ángulo (RAG)	Todos los conductores sanos con velocidad máxima de viento transversal.	Desequilibrio de tensión horizontal del 50% sin considerar la acción transversal por viento.
Terminal (TER)	Todos los conductores sanos con velocidad máxima de viento transversal.	No aplica.

Fuente.

5.23.2 Fuerzas longitudinales

Los esfuerzos son horizontales comúnmente en apoyos de retención (RET).

La fuerza longitudinal en apoyos terminales es igual a:

$$F_L = T_{max}N$$

Ecuación 15 fuerza longitudinal en apoyos terminales

y para para apoyos de retención (ang 0°) en condición anormal:

$$F_L = 0.5T_{max}N$$

Ecuación 16 Fuerza longitudinal con Angulo cero

Donde:

T_{max} = Tensión máxima obtenida del cálculo mecánico de conductores (kgf)

N = número de fases o de conductores

5.23.3 Fuerzas transversales

Se considera aquellos que se son ocasionados debido al viento

5.23.4 Fuerzas de viento en condición normal

La presión dinámica es igual a:

$$F_L = 0,0613 V_2 \left[\frac{\text{kg}}{\text{m}^2} \right]$$

Ecuación 17 presión dinámica debido al viento

Donde V es la velocidad del viento en m/s.

5.24 Sobre conductores

5.24.1 Aelovano

Parámetro es utilizado para determinar la distancia la carga transversal a causa del viento en los conductores, para este cálculo se debe realizar con la siguiente ecuación

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} [\text{m}]$$

Ecuación 18 Calculo del aelovano

Donde a_1 y a_2 son la longitud horizontal de los vanos adyacente y posterior.

5.24.2 Sobre postes

Para calcular la fuerza transversal del viento sobre postes.

$$A = H_2 \left(\frac{d'_1 + d_2}{2} \right) [m^2]$$

Ecuación 19 cálculo del aelovano en postes

Donde d_1' es el diámetro del poste a nivel del terreno.

$$d'_1 = d_1 - 0,015H_1 [m]$$

Ecuación 20 diámetro del poste a nivel terreno

Por lo tanto, la fuerza de viento se calcula así:

$$F_{tvp} = C_f q (H - H_1) \left(\frac{d_1 - 0,015H_1 + d_2}{2} \right) [kgf]$$

Ecuación 21 fuerza del viento

La fuerza de viento F_{Tvp} se aplica en el centro de masa del poste, se tendrá presente la siguiente ecuación

$$H_g = \frac{H - H_1}{3} \frac{2d_2 + d'_1}{d'_1 + d_2} [m]$$

Ecuación 22 Distancia del centro de masa del poste a nivel de suelo

Tabla 5 .fuerza unitaria de viento por conductor.

Conductor	Pc(daN/m)	Pv(daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		rural	urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477MCM(HAWK)	0,956	0,91	0,551	0,815	0,489	0,712	0,427
ACSR336,4MCM(LINNET)	0,675	0,77	0,462	0,684	0,410	0,597	0,358
ACSR266,8MCM(PARTRIDGE)	0,536	0,68	0,412	0,610	0,366	0,532	0,320
ACSR1/0AWG(RAVEN)	0,424	0,60	0,362	0,535	0,321	0,467	0,280
	0,212	0,42	0,256	0,378	0,227	0,330	0,290
		6					

Fuente.(Para, Un, Solar, En, & Sedes, 2019)

Tabla 6. Peso unitario aparente por conductor.

Conductor	Pc(daN/m)	Pv(daN/m)					
		Zona A		Zona B		Zona C	
		rural	urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
ACSR 477MCM(HAWK)	0,956	1,32 6	1,104	1,256	1,074	1,192	1,047
ACSR336,4MCM(LINNET)	0,675	1,02 4	0,818	0,961	0,790	0,901	0,764
ACSR266,8MCM(PARTRIDGE)	0,536	0,87 1	0,676	0,812	0,649	0,755	0,624
ACSR1/0AWG(RAVEN)	0,424	0,73 7	0,558	0,683	0,532	0,631	0,509
	0,212	0,47 6	0,332	0,433	0,310	0,392	0,198

Fuente(Para et al., 2019)

6 DESARROLLO Y RESULTADO

6.1 Levantamiento a mano alzada

6.1.1 Replanteo

Para el inicio de este proyecto se tiene presente dos criterios importantes para poder realizar la remodelación del circuito, que son obsolescencia de la red y calidad del servicio, teniendo esto claro se procede a realizar la visita técnica en la urbanización prados del este con la ubicación correspondiente del circuito 1T03041, contando con la ayuda del aplicativo WINTRAFO (da a conocer las características más esenciales del transformador como la subestación la cual alimenta el circuito, dirección, coordenadas, tensión, alimentador, entre otras) y google maps (con las coordenadas que facilita el WINTRAFO da a conocer el sitio exacto donde se encuentra el transformador de este proyecto).

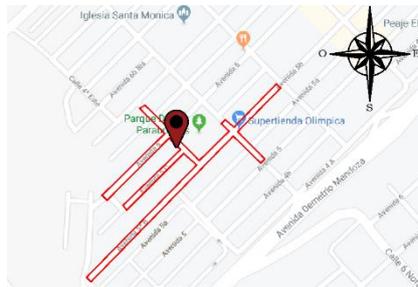


Figura 2 ubicación prados del este circuito 1T03041

Fuente 2(google maps)

Con esta ubicación se procede hacer el replanteo punto por punto, se observó el estado de cada estructura, la cantidad de usuarios conectados a cada punto, esto se hace para analizar cuantos usuarios hay en total en el transformador, analizando si hay sobrecarga en dicho transformador y también se observa la cantidad de iluminaria en ese sector , haciendo la anotación de cada punto, me encontré con circuitos aledaños que se encuentran en el mismo estado del circuito 1T03041 y por ende los anexo en el levantamiento del plano existente.

En el mismo instante del replanteo se hace la anotación de las coordenadas geográficas de cada punto donde quedara proyectado o si se dejara existente, cuando queda existente es porque la estructura donde se encuentra está en buen estado, para estas coordenadas se utilizó el instrumento GPS que me facilito la empresa INGESSA S.A.S, estas coordenadas se observaran en las tablas 38, 39,40 y 41, el plano se mostrara más adelante.

Después del replanteo se hizo carga del transformador existente en la empresa, con la ayuda de la plantilla Excel, donde se registra el consumo de los usuarios teniendo en cuenta los últimos 6 meses, se observa el consumo de cada mes y luego se hace un promedio, en resumen se conoce que esta sobrecargado, CENS tiene estipulado para este tipo de transformador que si la suma del consumo de los usuarios da más de 25000kw/mes esta sobrecargado.

Tabla 7.Carga del transformador existente

CARGABILIDAD	
CONSUMO USUARIOS	30645KW/Mes
POTENCIA TRAFO	75KVA
PKWTRAFO	85,125kwh*días
STRAFODMAX	94,583333kw
%CARGABILIDAD	126,111111%

Fuente. (Propia)

Con los datos obtenidos de la carga se analiza distribuir la carga, se establece proyectar dos transformadores nuevos uno de 75KVA y otro de 45KVA, Con esta información se tiene presente para la realización del plano en el aplicativo AUTOCAD, con este plano se analiza los puntos a remodelar. Los puntos totales de este proyecto son 41 contando los puntos existentes, y los que se irán a remodelar son 36, estos puntos se verán reflejados en los planos más adelante.



Figura 4 Transformador 1T03041
Fuente (Autor)

6.1.2 Configuración de los planos eléctricos

Los planos eléctricos en este proyecto se han realizado de la siguiente manera, primero con la realización a mano alzada que fue el existente y por último en el aplicativo AUTOCAD el plano proyectado, con las coordenadas geográficas que fueron tomadas en el terreno esto se verá en la tabla, usamos unas convenciones para tener más fácil entendimiento de los planos eléctricos, se presentaran a continuación.

●	POSTE CONCRETO 8m EXISTENTE
●	POSTE CONCRETO 8m x 510 kgf NUEVO
●	POSTE CONCRETO 8m x 750 kgf NUEVO
●	POSTE CONCRETO 8m x 1050 kgf NUEVO
●	POSTE CONCRETO 8m x 1500 kgf NUEVO
⓪	POSTE CONCRETO 12m EXISTENTE
⓪	POSTE CONCRETO 12m x 750 kgf NUEVO
⓪	POSTE CONCRETO 12m x 1050 kgf NUEVO
⓪	POSTE CONCRETO 12m x 1500 kgf NUEVO

Figura 8 Convenciones de los postes de concreto BT y MT

— xx —	RED M.T TRIFÁSICA EXISTENTE
— xx —	RED M.T TRIFÁSICA PROYECTADA
— xx —	CABLE ECOLÓGICO 2/0 HENDRIX
— xx —	RED M.T TRIFÁSICA PROYECTADA
— xx —	CABLE ACSR 2/0 AWG
-----	RED B.T ABIERTA EXISTENTE 6 HILOS
-----	RED B.T TRENZADA EXISTENTE
-----	RED TRENZADA PROYECTADA CABLE
-----	3X2/0+2/0 AWG CIRCUITO COLINDANTE
-----	RED TRENZADA PROYECTADA CABLE
-----	3X2/0+2/0 AWG CIRCUITO T1
-----	RED TRENZADA PROYECTADA CABLE
-----	3X2/0+2/0 AWG CIRCUITO T2

Figura 9 convenciones del conductor

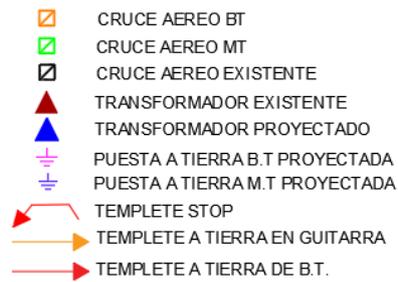


Figura 10 convenciones de los cruces aéreos, transformadores, puesta tierra y templetes

Para las estructuras se usaron las siguientes convenciones.

- ✓ 610__Estructura de paso red abierta baja tensión 5 hilos en el plano existente
- ✓ 611__Estructura terminal red abierta baja tensión 5 hilos en el plano existente
- ✓ 612__Estructura en abertura red abierta baja tensión 5 hilos plano existente
- ✓ 626__Estructura de paso red trenzada baja tensión plano proyectado
- ✓ 628__Estructura terminal red trenzada baja tensión plano proyectado
- ✓ 629__Estrutura en abertura red trenzada baja plano proyectado
- ✓ 515A__Estructura de retención en bandera monofásica
- ✓ 514A__Estructura terminal bandera monofásica
- ✓ 512A__ Estructura de paso en bandera monofásico

6.2 Cálculos eléctricos y mecánicos según las normas NTC 2050, RETIE, CENS.

6.2.1 Cálculos eléctricos

6.2.1 Análisis de cargas iniciales

Este proyecto tendrá dos transformadores nuevos como se mencionó anteriormente con una capacidad de 75 KVA y 45 KVA, en el replanteo se observó que solo había un solo transformador para tanto usuarios y por ende había sobrecargos en el transformador, por ello se establecieron estos transformadores, para un total de capacidad instalada de 120 KVA en este proyecto de remodelación.

6.2.2 Cálculo de demanda diversificada

Para este cálculo de demanda por usuario se analizó la zona de trabajo para tomar la clase de carga en este caso prados del este es estrato 3 residencial por lo tanto es GR2 de las tablas 62 y 63 de los anexos, con esto se obtuvo un valor para los circuitos que se deben alimentar el primero es de 35.51KVA y para el segundo circuito el resultado es de 29,77KVA de demanda diversificada.

Tabla 8 Demanda diversificada en el transformador de 75KVA.

T1 - 75KVA			
Demanda máxima diversificada en el área metropolitana de Cúcuta			ESTRATO
Clase de Carga	Y	X	GR2
	Demanda por usuario (KVA)	Demanda Total del Circuito	Número Usuarios
GR1	0,33	26,91	82
GR2	0,40	32,79	Número de luminarias
GR3	0,89	72,67	39
MO	0,42	34,36	Potencia luminarias (W)
CO	0,94	77,10	60
<i>Datos tomados de la Norma CENS CNS-NT-02. Tabla 30,31 y 32.</i>			
Tasa de crecimiento Anual (1%)		35,51	Potencia TOTAL (KVA)
Años	8		38,11
ESTRATO 3			

Fuente (propia)

Tabla 9 Demanda diversificada del transformador de 45KVA

T2 - 45KVA			
Demanda máxima diversificada en el área metropolitana de Cúcuta			ESTRATO
Clase de Carga	Y Demanda por usuario (KVA)	X Demanda Total del Circuito	GR2 Número Usuarios
GR1	0,37	21,49	58
GR2	0,47	27,49	Número de luminarias
GR3	0,90	52,44	39
MO	0,51	29,68	Potencia luminarias (W)
CO	1,06	61,38	60
<i>Datos tomados de la Norma CENS CNS-NT-02. Tabla 30,31 y 32.</i>			
Tasa de crecimiento Anual (1%)			Potencia TOTAL (KVA)
Años	8	29,77	32,37
ESTRATO 3			

Fuente (Propia)

6.2.3 Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

Para el desarrollo de este análisis se utiliza el nivel de tensión que tenga el circuito, por lo tanto es 13.2kv para media tensión y 220/127 para baja tensión, por ende para el nivel de aislamiento de los conductores será de 600 voltios, aisladores, elementos de soporte, DPS y cortacircuitos será de 15 KV y BIL de 95KV.

6.2.4 Análisis de cortocircuito y falla a tierra

Para este análisis se utilizara la herramienta computacional DIGSILENT, la cual nos presenta un informe de los voltajes y corriente en el sistema eléctrico en condiciones de fallas, estas fallas representan riesgo tanto para los equipos eléctricos y los trabajadores cuando estén en el proceso de falla, este fenómeno de corto circuito es de muy poca duración. Este análisis se verá reflejado en los resultados de este proyecto

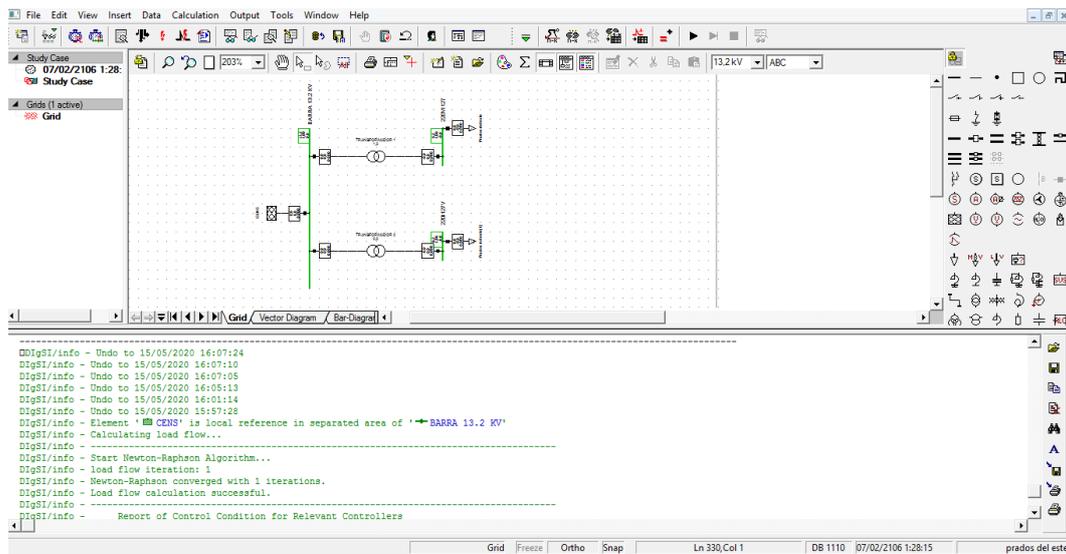


Figura 11. Aplicación del flujo eléctrico.
Fuente (DIGSILENT)

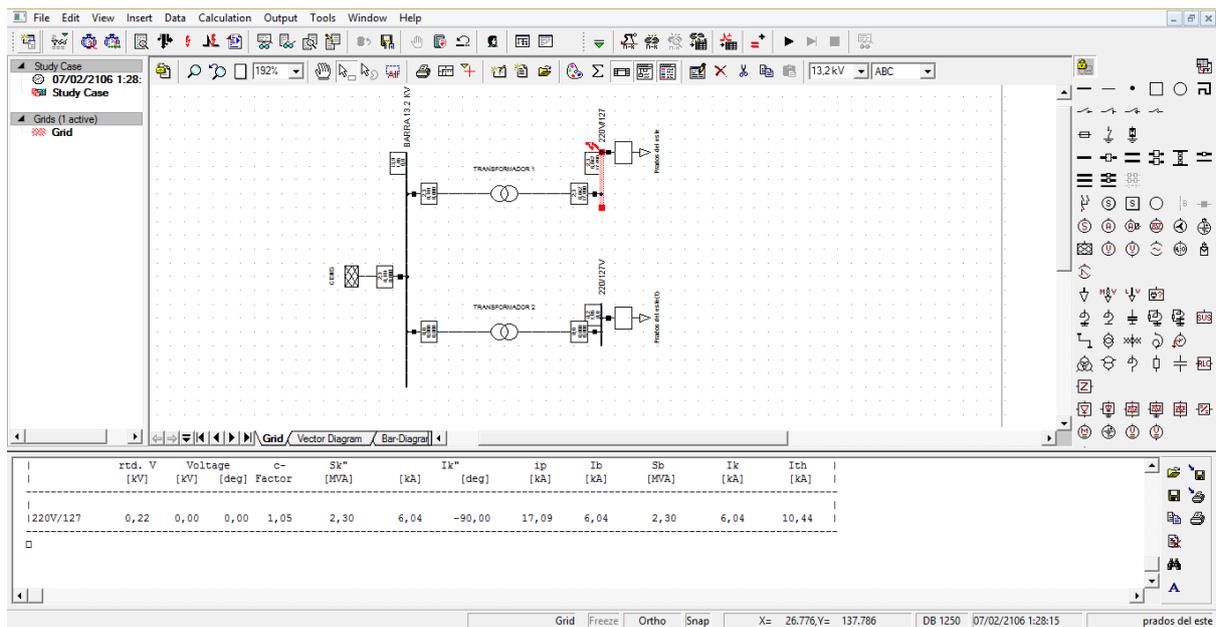


Figura 12. Cortocircuito en la barra de 220/127.
Fuente (DIGSILENT)

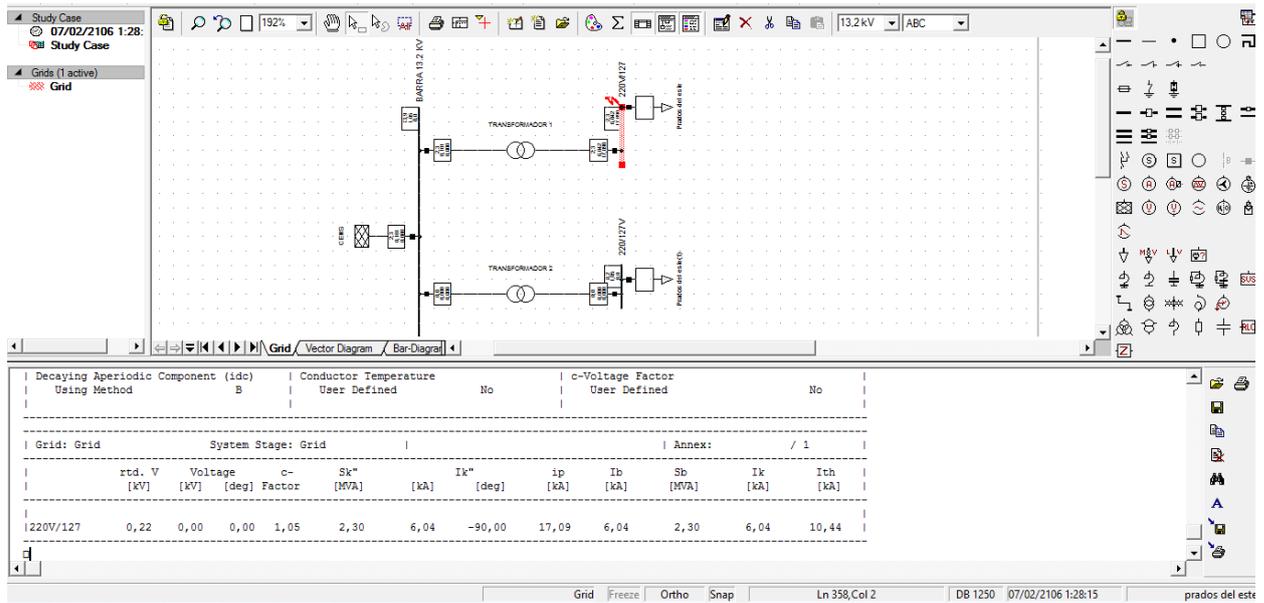


Figura 13 Resultados del corto circuito en la barra 220/127v.

Fuente. (DIGSILENT)

En este análisis ejecutado en el circuito con la herramienta computacional se logra apreciar la corriente que es de 6,04 KA.

6.2.5 Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos

Para este desarrollo utilicé una plantilla de Excel del nivel de riesgo, se tuvo en cuenta la norma NTC 4552, donde concluimos el nivel de riesgo la cual está expuesta la estructura y las acciones para mitigar este tipo de riesgos, para este desarrollo se hará paso a paso.

Primero el sistema de protección que se elige para las estructuras es SPE (sistema de protección externo), Segundo se elige un método, el cual es método de la esfera rodante, tercero mediante la tabla 10 se elige el nivel de protección el cual se va aplicar a la estructura. Se aplica el nivel I donde la corriente corresponde a 10 KA

Tabla 10 Valores mínimos del parámetro del rayo relativos al radio de la esfera correspondiente NPR

NPR	Radio de la esfera	Corriente pico mínima
IV	55	30
III	50	26
II	40	21
I	35	10

.Fuente. NTC 4552-3

Tercero saber el dato de la densidad de descarga a tierra en el sector de Cúcuta, se encuentra establecido en la tabla 11 donde se especifican para algunas ciudades en Colombia.

Tabla 11 Densidad de descarga a tierra para Colombia

Ciudad	Latitud	Longitud	Densidad promedio
Barranquilla	10,9	-74,8	1
Cartagena	10,5	-75,5	2
Montería	8,8	-75,9	2
Quibdó	5,7	-76,6	9
Santa marta	11,1	-74,2	2
Tumaco	1,8	-78,8	1
Valledupar	10,4	-73,3	2
Barranca	7	-73,8	7
Bogotá	4,7	-74,2	1
Bucaramanga	7,1	-73,1	1
Cali	3,6	-76,4	1
Cúcuta	7,9	-72,5	1
Ibagué	4,4	-75,2	2
Manizales	5	-75,5	2
Medellín	6,1	-75,4	1

Fuente. NTC4552-1

Cuarto teniendo la DDT y el nivel de protección que se va aplicar se realiza la evaluación del análisis de riesgos por rayos, en este análisis nos piden ingresar una serie de datos muy básicos de la estructura donde se tomaron los diámetros de la norma CENS, para calcular el

ancho de la estructura y demás, esta tabla 20 y 22 corresponde a la estructura de 8m y de 12 m de la norma, se verá reflejada en los anexos

Seguridad Eléctrica Ltda.

www.seguridadelectricaltda.com
 Bogotá - Colombia
 © Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.

ANÁLISIS DE RIESGO POR RAYOS

NTC 4552-2/2008

IEC 62305-2/2006



REPARADO POR: ING. LORENA VALENCIA REVISADO POR: ING. HECTOR GRAFFE VALIDADO POR: ING. FAVIO CASA

PROYECTO:	CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE		
DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA A PROTEGER			
Largo de la estructura L (m)	8	<	>
Ancho de la estructura W (m)	6	<	>
Altura máxima de la estructura H (m)	8	<	>
Marque si la estructura posee parte sobresaliente.	<input checked="" type="checkbox"/>	Ejemplo de dimensiones de estructura	
Altura máxima de la estructura H_p (m)	7	<	>
Densidad de rayos a tierra (Rayos/km ² -año) DDT	1	<	> DDT
CARACTERÍSTICAS DEL ENTORNO			
Seleccione la localización de la estructura a ser protegida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura ▼		
Ambiente donde están las acometidas de la estructura.	Urbano (entre 10 y 20 m de altura) ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el interior de la estructura	Prado, concreto. ▼		
Seleccione el tipo de suelo en el exterior de la estructura	Prado, concreto. ▼		

Figura 14 Análisis de riesgos por rayos.
Fuente. (NTC 4552)

ACOMETIDA DE COMUNICACIONES		
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida	<input checked="" type="checkbox"/>	Ejemplo de estructura adyacente
Longitud de la estructura adyacente L_a (m)	12	< >
Ancho de la estructura adyacente W_a (m)	3	< >
Altura de la estructura adyacente H_a (m)	12	< >
Seleccione la localización de la estructura adyacente	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	
Ingrese el número de acometidas de comunicaciones	2	< >
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Aérea	
Altura de los conductores de comunicaciones desde el nivel de la tierra H_c (m)	3	< >
Seleccione la localización de esta acometida.	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	32	< >
OTRO TIPO DE ACOMETIDA		
Marque si la estructura a proteger tiene una estructura adyacente de donde proviene la acometida de potencia	<input checked="" type="checkbox"/>	Ejemplo de estructura adyacente
Longitud de la estructura adyacente L_a (m)	8	< >
Ancho de la estructura adyacente W_a (m)	6	< >
Altura de la estructura adyacente H_a (m)	8	< >
Seleccione la localización de la estructura adyacente	Rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	
Ingrese el número de acometidas	1	< >
Seleccione el tipo de acometida	Acometida Aérea	
Altura de los conductores desde el nivel de la tierra H_c (m)	7	< >
Seleccione la localización de la acometida de servicio	Aislado: en la cima de una colina o elevación	
Ingrese la longitud de la acometida de servicio (m)	43	< >
ACCIONES PREVENTIVAS FRENTE AL RIESGO POR RAYO		
Medidas tomadas frente a tensiones de paso y contacto.	Sin medidas de protección	<input checked="" type="checkbox"/>
	Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas	<input checked="" type="checkbox"/>
	Equipotencialización efectiva a nivel del suelo	<input checked="" type="checkbox"/>
	Avisos de advertencia	<input checked="" type="checkbox"/>
	Refuerzos estructurales como bajantes o restricciones físicas	<input type="checkbox"/>
Seleccione el nivel de protección de la estructura		
Nivel I de protección contra rayos		
Seleccione el sistema de protección interno adoptado en el edificio.		
Sin sistema de protección interno		
Si la estructura a proteger posee paredes y techos metálicos con un espesor entre 0,1 mm y 0,5 mm marque la casilla.		
<input type="checkbox"/>		
Tamaño de la cuadrícula para apantallamientos localizados, distancia entre bajantes o distancia entre columnas si se utiliza un sistema natural (m).	5	< >
Tipo de cableado interno	Sin apantallamiento y pequeños lazos inductivos (misma canalización sin entorch.	
Marque la casilla si la pantalla del cable esta conectada a la misma barra equipotencial a la cual esta conectado el equipo.		
<input checked="" type="checkbox"/>		
Tipo de canalización	<input type="radio"/> Metálica puesta a tierra en ambos extremos	
	<input type="radio"/> Metálica no puesta a tierra o en un solo extremo	
	<input checked="" type="radio"/> No Metálica	
Ingrese el menor valor de tensión soportable al impulso tipo rayo en voltios, del sistema a proteger (BIL equipos) U_w	35	< >
Marque la casilla si existe equipotencialización de las estructuras metálicas, sistemas internos, partes		
<input checked="" type="checkbox"/>		

Figura 15 Análisis por riesgos de rayos
Fuente (NTC 4552)

EVALUACIÓN DE RIESGO DE LA ESTRUCTURA		
PROYECTO: CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE		
© Copyright: Seguridad Eléctrica Ltda.		
RIESGO DE PÉRDIDA DE VIDAS HUMANAS	RIESGO DE PÉRDIDA DEL SERVICIO PÚBLICO	RIESGO DE PÉRDIDA DEL PATRIMONIO CULTURAL
R ₁	R ₂	R ₃
1,2648E-12	1,12E-04	0,00E+00
R ₁	R ₂	R ₃
1,0000000E-05	1,00E-03	1,00E-03
R ₁	R ₂	R ₃
OK RIESGO CONTROLADO	OK RIESGO CONTROLADO	OK RIESGO CONTROLADO

Regresar

VALORES DE RIESGO CALCULADO

VALORES DE RIESGO TOLERABLE

CONTROL DEL RIESGO

Figura 16. Resultados del análisis de nivel de riesgos.

Fuente NTC 4552

Este análisis en el Excel fue necesario y de gran utilidad ya que nos mostró resultados muy mínimos en los riesgos de pérdidas de vidas humanas, riesgos de pérdidas del servicio público y riesgos de pérdidas de patrimonio cultural que pueden ser controlados en el circuito.

6.2.6 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

En este proyecto se planteara este análisis para cuando se ejecute la realización de este, el personal que sea autorizado a realizar este trabajo en terreno tenga presente los riesgos asociados a la electricidad, ya que puede suceder la posibilidad que un trabajador en el terreno sufra alguna serie de riesgos en la zona donde se encuentren, como el mal uso de los EPP (equipo de protección personal), cuando no hacen buen uso de estos elementos puede suceder esta clase de riesgos, para esto se planteara la matriz de riesgo estipulada en la tabla 12, se evaluara y se presentara a continuación, teniendo en cuenta la tabla de decisiones que es la tabla 13.

Tabla 12 Matriz de riesgos

RIESGO A EVALUAR:		CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE									
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO			FUENTE			
		INDUCCIÓN			CONTACTO DIRECTO			RED DE MT 13.2KV			
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>									
		E	D	C	B	A					
		No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la empresa					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa							
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de la subestación	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (> 1 día)	Daños severos. Interrupción temporal	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (afecta rendimiento o laboral)	Daños leves, no interrupciones	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO

Evaluar :

Fecha: mayo 2020

En este desarrollo, por medio de la tabla presentada, se pudo obtener cifras y valores concretos que demuestran que los riesgos tanto en personas, en lo económico y lo ambiental es de un nivel muy bajo.

Tabla 13 Decisiones y acciones para controlar el riesgo

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

Fuente.(Ministerio de Minas y Energía, 2008)

6.2.7 Análisis del nivel de tensión requerido

Las tensiones que se manejarán en este proyecto como lo hemos mencionado anteriormente son de media tensión y baja tensión, estas dependerán de los niveles de voltaje y de los equipos eléctricos que hagan parte de este proyecto, en lo siguiente se establecerá los niveles de tensión de este proyecto a trabajar.

- ✓ Media tensión: 13.2 KV

- ✓ Baja tensión 220-127 voltios para sistemas trifásicos

6.2.8 Campos electromagnéticos

Esta variable en este proyecto de distribución planteado no se aplicara porque no estamos manejando tanta tensión, frecuencia y potencia en este circuito eléctrico.

6.2.9 Cálculo de transformadores

Para la selección del transformador se tuvo en cuenta primordialmente la metodología de CENS que están estipuladas en los anexos en las tablas 55 y 56, donde se da a conocer la formula demanda máxima diversificada usada para la selección del transformador, este cálculo se mostró anteriormente, por seguridad y mejora de la calidad de energía eléctrica se seleccionaron 2 transformadores.

Por lo tanto se dará a conocer las características y los resultados de los usuarios conectados, demanda por usuario y la capacidad de cada transformador.

Tabla 14 Características de los transformadores

Características del transformador 75 KVA		Características del transformador 45 KVA	
KVA	75	KVA	45
AMP.PRIM	3.28	AMP.PRIM	1.968
KV.PRIM	13.2	KV.PRIM	13.2
KA.SECO.CC	5.624	KA.SECO.CC	3.936
Tipo de aceite	Vegetal	Tipo de aceite	Vegetal
Clase de aislamiento	Ao	Clase de aislamiento	Ao
Fases	3	Fases	3
AMP.SEC	196.82	AMP.SEC	118.09
V.SEC	220/127	V.SEC	220/127
Bil.KV MT/BT	95/30	Bil.KV MT/BT	95/30
Frecuencian Hz	60	Frecuencian Hz	60

Conexión	Dyn5	Conexión	Dyn5
UZ.%(85)°	3.5	UZ.%(85)°	3
Refrigeración	KNAN	Refrigeración	KNAN
Aceite Lt	150	Aceite Lt	134
Peso total kg	586	Peso total kg	498

Fuente. (Propia)

Tabla 15 Resultados del transformador 75KVA

Transformador 1 (T1)	
Descripción	Cantidad
Transformador proyectado (220/127)	75 KVA Trifásico
Usuarios del circuito	82 usuarios
Demanda por usuario	0,40 KVA
Capacidad estimada por circuito	32,79 KVA

Fuente.(propia)

Tabla 16 Resultados del transformador de 45KVA

Transformador 2 (T2)	
Descripción	Cantidad
Transformador proyectado (220/127)	45 KVA Trifásico
Usuarios del circuito	58 usuarios
Demanda por usuario	0,47 KVA
Capacidad estimada por circuito	27,49 KVA

Fuente(propia)

6.2.10 Calculo de sistema puesta tierra

Para la realización del SPT se va a tener en cuenta la resistencia de puesta a tierra que se calculara mediante la metodología de la IEEE 80 establecidas en las normas, para que este cálculo sea eficiente se debe primordialmente calcular la resistividad del terreno del circuito 1T03041 este dato fue facilitado por la empresa , donde se lograra mediante la ecuación del método de wenner, después de realizar estos cálculos se procede a realizar el de la tensión

máxima permitida, con el fin de garantizar la seguridad las personas, cálculos que se verán reflejados a continuación.

Parámetros para el cálculo:

$$A=12$$

$$B=0,35$$

$$R= 0,42$$

$$P = \frac{4 * \pi * 12 * 0,40}{1 + \left[\frac{2*12}{\sqrt{12^2+4*0,35^2}} \right] - \left[\frac{12}{\sqrt{12^2+0,35^2}} \right]}$$

$$P=29,67\Omega/m$$

Resistencia de puesta a tierra

$$P= 31,71\Omega/m$$

$$L=2,4m$$

$$R = \frac{29,67}{2 * \pi * 2,4} \left(in \frac{2 * 2,4}{6,35m} \right)$$

$$R=9,02\Omega$$

Calculo de la tensión máxima permitida.

Tiempo de despeje de la falla (s).Tc= 0,15s

Corriente de la falla a tierra monofásica primaria(A). Io= 600A

$$V_{pt} = (1000 + 6 * 31,71) * \frac{0,157}{\sqrt{0,15}}$$

$$\text{Voltaje de paso tolerable. } V_{pt}=482V$$

$$V_{ct} = (1000 + 1,5 * 31,71) * \frac{0,157}{\sqrt{0,15}}$$

$$\text{Voltaje de contacto tolerable. } V_{ct}=425V$$

Este cálculo es fundamental para garantizar la seguridad de los seres humanos

6.2.11 Cálculo de canalizaciones, tubos, ductos, canaletas y electro ductos

En este proyecto este cálculo no aplica porque se proyectara redes aéreas

6.2.12 Cálculos de pérdidas de energía

Estas pérdidas se calculan con la siguiente ecuación

$$P\% = \frac{rM}{vl^2 \cos \phi} * 100$$

Resolviendo:

$$P\% = \frac{0,011976 * 92}{220^2 * 0,9} * 100$$

$$P\%=0,01$$

Estas pérdidas se realizaron en una plantilla de Excel que se mostraran a continuación, la resistencia es de un conductor CPX 3X2/0+2/0ACSR para BT y QUIAL 2/0 en MT está en los anexos en la tabla 60.

Tabla 17 Pérdidas eléctricas en el transformador de 75KVA

PERDIDAS TRANSFORMADOR 1						
PUNTO	TRAMO	TENSION	FP	MOMENTO	RESISTENCIA	PERDIDAS DE POTENCIA
		(V)		(KVA*Mt)	(ohm/km)	%PL
P18	P18	220	0,9	92	0,002139	0,00
P19	P18-P19	220	0,9	504	0,011976	0,01
P20	P19-P20	220	0,9	442,8	0,011548	0,01
P21	P20-P21	220	0,9	332,8	0,011120	0,01
P22	P21-P22	220	0,9	250	0,010693	0,00
P23	P22-P23	220	0,9	197,2	0,012403	0,00
P24	P23-P24	220	0,9	92,8	0,012403	0,00
					TOTAL	0,04%

Fuente (propia)

Tabla 18 Pérdidas eléctricas en el transformador de 75KVA

PERDIDAS TRANSFORMADOR 1						
PUNTOS	TRAMO	TENSIÓN	FP	MOMENTO	RESISTENCIA	PERDIDAS DE POTENCIA
		(V)		(KVA*mt)	(ohm/km)	%PL
P18	P18	220	0,9	72	0,002139	0,00
P30	P18-P30	220	0,9	5198,4	0,154400	1,49

P29	P30-P29	220	0,9	471,2	0,016253	0,01
P28	P29-P28	220	0,9	239,2	0,011120	0,00
P27	P28-P27	220	0,9	151,2	0,011548	0,00
P26	P27-P26	220	0,9	100,8	0,011976	0,00
P25	P26-P25	220	0,9	40	0,010693	0,00
					Total	1,52%

Fuente. (Propia)

Tabla 19 Cálculos Pérdidas electricas en transformador 45KVA

PERDIDAS TRANSFORMADOR 2						
PUNTOS	TRAMO	TENSIÓN	FP	MOMENTO	RESISTENCIA	PERDIDAS DE POTENCIA
		(V)		(KVA*mt)	(ohm/km)	%PL
P6	P6	220	0,9	56,4	0,002139	0,00
P5	P6-P5	220	0,9	335,58	0,014542	0,01
P4	P5-P4	220	0,9	278,24	0,015825	0,01
P3	P4-P3	220	0,9	122,2	0,011120	0,00
P2	P3-P2	220	0,9	67,68	0,010265	0,00
P1	P2-P1	220	0,9	31,96	0,014542	0,00
					Total	0,02%

Fuente (propia)

Tabla 20 Cálculos Pérdidas en el transformador 45KVA

PERDIDAS TRANSFORMADOR 2						
PUNTOS	TRAMO	TENSIÓN	FP	MOMENTO	RESISTENCIA	PERDIDAS DE POTENCIA
		(V)		(KVA*mt)	(ohm/km)	%PL
P6	P6	220	0,9	79,9	0,002139	0,00
P7	P6-P7	220	0,9	287,64	0,007699	0,00
P8	P7-P8	220	0,9	368,48	0,011976	0,01
P9	P8-P9	220	0,9	256,62	0,011120	0,01
P10	P9-P10	220	0,9	232,18	0,016253	0,01
P11	P10-P11	220	0,9	36,66	0,011120	0,00
					Total	0,03%

Fuente (propia)

6.2.13 Regulación de tensión

Se realizara con la siguiente ecuación

$$R\% = FC \frac{KG}{VL^2} M$$

Este cálculo se verá proyectado en el siguiente proceso, esto de igual manera se realizó en una plantilla de Excel que se mostrara en las tablas, la resistencia y el KG es seleccionado por un conductor CPX 3X2/0+2/0ACSR para BT y QUIAL 2/0 para MT.

$$R\% = 1 \frac{52,25}{220^2} * 92$$

$$R\%=0,10$$

Tabla 21 Calculo de regulación de tensión en el transformador de 75KVA

REGULACIÓN EN EL TRANSFORMADOR 1 PRADOS DEL ESTE									
PUNTO	TRAMO	TENSION (V)	DISTANCIA (m)	KG FP=0.9	MOMENTO (kVA*Mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	FC	CONDUCTOR	REGULACIÓN %R
P18	P18	220	5,00	52,25	92	0,002139	1	3X2/0+2/0 AWG	0,10
P19	P18-P19	220	28,00	52,25	504	0,011976	1	3X2/0+2/0 AWG	0,54
P20	P19-P20	220	27,00	83,05	442,8	0,011548	1	3X2/0+2/0 AWG	0,76
P21	P20-P21	220	26,00	52,25	332,8	0,011120	1	3X2/0+2/0 AWG	0,36
P22	P21-P22	220	25,00	52,25	250	0,010693	1	3X2/0+2/0 AWG	0,27
P23	P22-P23	220	29,00	83,05	197,2	0,012403	1	3X2/0+2/0 AWG	0,34
P24	P23-P24	220	29,00	83,05	92,8	0,012403	1	3X2/0+2/0 AWG	0,16
								Total	2,53%

Fuente. (Propia)

Tabla 22 Cálculos de regulación de tensión en transformador de 75KVA

REGULACIÓN EN EL TRANSFORMADOR 1 PRADOS DEL ESTE									
PUNTO	TRAMO	TENSION (V)	DISTANCIA (m)	KG FP=0,9	MOMENTO (KVA*mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	F C	CONDUCTOR R	REGULACIÓN %R
P18	P18	220	5,00	52,25	72	0,002139	1	3X2/0+2/0 AWG	0,08
P30	P18-P30	220	361,00	83,05	5198,4	0,154400	1	3X2/0+2/0 AWG	8,92
P29	P30-P29	220	38,00	83,05	471,2	0,016253	1	3X2/0+2/0 AWG	0,81
P28	P29-P28	220	26,00	83,05	239,2	0,011120	1	3X2/0+2/0 AWG	0,41
P27	P28-P27	220	27,00	83,05	151,2	0,011548	1	3X2/0+2/0 AWG	0,26
P26	P27-P26	220	28,00	83,05	100,8	0,011976	1	3X2/0+2/0 AWG	0,17
P25	P26-P25	220	25,00	83,05	40	0,010693	1	3X2/0+2/0 AWG	0,07
								Total	10,72%

Tabla 23 Cálculos de regulación de tensión en el transformador 45KVA

REGULACIÓN EN EL TRANSFORMADOR 2 PRADOS DEL ESTE									
PUNTOS	TRAMO	TENSIÓN (V)	DISTANCIA (m)	KG FP=0,9	MOMENTO (KVA*mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	FC	CONDUCTOR	REGULACIÓN %R
P6	P6	220	5,00	41,51	56,4	0,002139	1	3X2/0+2/0 AWG	0,05
P5	P6-P5	220	34,00	41,51	335,58	0,014542	1	3X2/0+2/0 AWG	0,29
P4	P5-P4	220	37,00	41,51	278,24	0,015825	1	3X2/0+2/0 AWG	0,24
P3	P4-P3	220	26,00	41,51	122,2	0,011120	1	3X2/0+2/0 AWG	0,10
P2	P3-P2	220	24,00	41,51	67,68	0,010265	1	3X2/0+2/0 AWG	0,06
P1	P2-P1	220	34,00	41,51	31,96	0,014542	1	3X2/0+2/0 AWG	0,03
								Total	0,77%

Fuente. (Propia)

Tabla 24 Cálculos de regulación de tensión en el transformador de 45KVA

REGULACIÓN EN EL TRANSFORMADOR 2 PRADOS DEL ESTE									
PUNTOS	TRAMO	TENSIÓN (V)	DISTANCIA (m)	KG FP=0,9	MOMENTO (KVA*mt)	RESISTENCIA (ohm/km)	FC	CONDUCTOR	REGULACIÓN %R
P6	P6	220	5,00	41,51	79,9	0,002139	1	3X2/0+2/0 AWG	0,07
P7	P6-P7	220	18,00	41,51	287,64	0,007699	1	3X2/0+2/0 AWG	0,25
P8	P7-P8	220	28,00	41,51	368,48	0,011976	1	3X2/0+2/0 AWG	0,32
P9	P8-P9	220	26,00	41,51	256,62	0,011120	1	3X2/0+2/0 AWG	0,22
P10	P9-P10	220	38,00	41,51	232,18	0,016253	1	3X2/0+2/0 AWG	0,20
P11	P10-P11	220	26,00	41,51	36,66	0,011120	1	3X2/0+2/0 AWG	0,03
								Total	1,08

Fuente (propia)

6.2.14 Elaboración de diagramas unifilares

Para este proyecto no aplican diagramas unifilares por cuanto no se hará diseño de uso final.

Se elaboran planos topológicos de la red de distribución de media y baja tensión

6.2.15 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes

Se tendrá en cuenta las siguientes formulas, para el cálculo de la intensidad nominal en media tensión del transformador trifásico.

$$IMT = \frac{PN}{\sqrt{3} * U_{MT}}$$

PN= Potencia nominal aparente del transformador

UMT= Tensión primaria entre fases del transformador

IMT= intensidad nominal que circula por el devanado primario

Los cálculos se verán reflejados en los resultados

La siguiente formula será para la intensidad nominal en baja tensión del transformador trifásico

$$IBT = \frac{PN * 1000}{\sqrt{3} * UBT}$$

Donde:

PN= Potencia aparente nominal del transformador

UBT= Tensión nominal secundaria entre fases del transformador

IBT= intensidad nominal de línea en BT

Tabla 25 Intensidad nominal en MT

CALCULO DE INTENSIDAD NOMINAL EN MT DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO			
PN (VA)	UMT (V)	Raíz cubica	IMT (A)
75000	13.200	1,732050808	3,280399256

Tabla 26 Intensidad nominal en BT

CALCULO DE INTENSIDAD NOMINAL EN BT DEL TRANSFORMADOR TRIFÁSICO			
PN(KVA)	UBT(V)	Raíz cubica	IBT(KA)
75	220	1,732050808	196,8239554

Con estos cálculos ya realizados, se hace la selección de los fusibles en la siguiente tabla 74 de los anexos, se mostrara la capacidad, el tipo de fusibles aplicables a los transformadores de distribución

Para este transformador, mediante el cálculo anterior se tiene un fusible 6 tipo H, se tiene en cuenta este tipo de fusible ya que son los de más rápida acción en los transformadores.

Se proyectó utilizar 3 DPS con las siguientes características para protección contra sobretensiones en los transformadores de distribución:

- ✓ Tensión del servicio de 13.2 KV
- ✓ Tensión nominal 12 KV
- ✓ Corriente nominal de 10 KA

En las siguientes figuras se mostrara como se debe instalar los DPS que protege al transformador.

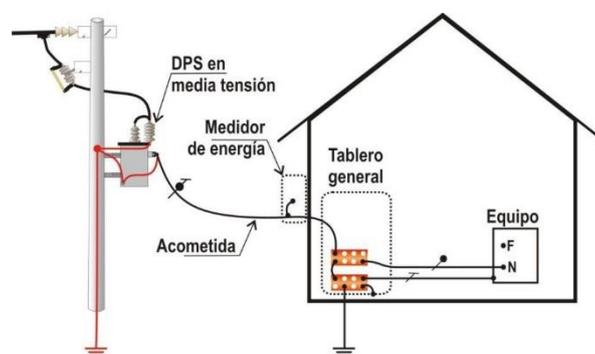


Figura 17. DPS en un transformador tipo poste Fuente.

6.2.17 Cálculos Mecánicos

Se presentara unas características esenciales para el cálculo del conductor.

Tabla 27 Características técnicas del conductor de baja tensión

Característica	Unidad	Valor
Designación	-	CPX 3x2/0 + 2/0 ACSR
Sección total	mm ²	78,5
Diámetro	mm	36,1

Masa	kg/m	1,021
Carga de rotura	kgf	2403
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	8400
Coef. De expansión térmica	1/°C	0,0000186

Tabla 28 Características técnicas de los conductores de fase del circuito 13.2 kV.

Característica	Unidad	Valor
Calibre	kcmil	2/0
Designación	-	Quail
Configuración	-	Desnudo
Sección total	mm ²	78,6
Diámetro	mm	11,4
Masa	kg/m	273
Carga de rotura	kgf	2403
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	8400
Coef. De expansión térmica	1/°C	0,0000189

Tabla 29 Características técnicas de los conductores de fase del circuito 13.2 kV con sistema Hendrix

Característica	Unidad	Valor
Tamaño nominal	Pulg	1/4
Torón/hilos	-	1/7
Material	-	Acero galvanizado extra resistente
Sección total	mm ²	22,66
Diámetro	mm	61,6
Masa	kg/m	1,575
Carga de rotura	kgf	3010
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	17576
Coef. De expansión térmica	1/°C	0,00001152

Tabla 30 Características técnicas del cable para retenidas

Característica	Unidad	Valor
Tamaño nominal	Pulg	1/4
Torón/hilos	-	1/7
Material	-	Acero galvanizado extra resistente
Sección total	mm ²	22,66
Diámetro	mm	6,35
Masa	kg/m	0,18
Carga de rotura	kgf	3010
Módulo de elasticidad	kg/mm ²	17576
Coef. De expansión térmica	1/°C	0,00001152

Tabla 31 Hipótesis a trabajar en los conductores

Hipótesis	Descripción	unidad	Valor
Condición extrema de trabajo (CET)	Temperatura mínima	°C	23
	Velocidad viento	km/h	100
Every day stress (EDS)	Temperatura promedio	°C	29
	Velocidad viento	km/h	0
Condición de máxima flecha (CMF)	Temperatura máxima	°C	75
	Velocidad viento	km/h	0

6.2.18 Cálculos de vanos y flechas

Para realizar el cálculo del vano ideal de regulación se realiza de la siguiente manera

$$a = \sqrt{\frac{24^3 + 26^3 + 37^3 + 34^3}{24 + 26 + 37 + 34}} = 32m$$

Para el cálculo de la flecha se realizó así:

$$F = \frac{(32)^2(1,021)}{(8)(336)} = 0,38m$$

Tabla 32 Calculo mecánico para el cable ACSR 3X2/0+2/0

CONJUNTO DE VANOS	VANO REGULADOR (m)	CIRCUITO BAJA TENSION - CABLE CPX 3X2/0 + 2/0								
		HIPOTESIS DE CALCULO								
		CONDICION EXTREMA			EDS			CONDICION MAX. FLECHA		
		T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%
P1-P6	32	336	0,38	14	179	0,73	7	146	0,89	6
P6-P9	25	336	0,23	14	185	0,44	8	132	0,54	5
P9-P11	32	336	0,38	14	179	0,73	7	146	0,89	6
P11-P12	25	336	0,23	14	185	0,44	8	132	0,54	5
P12-P14	29	336	0,31	14	182	0,57	8	138	0,75	6
P14-P15B	31	336	0,38	14	181	0,7	8	143	0,89	6
P24-P22	29	336	0,32	14	182	0,59	8	139	0,77	6
P22-P19	26	336	0,26	14	184	0,47	8	134	0,65	6
P25-P28	27	336	0,27	14	184	0,5	8	135	0,68	6
P28-P15	31	336	0,37	14	181	0,7	8	142	0,88	6
P13A-P2	23	336	0,21	14	187	0,38	8	128	0,55	5

P2-P1A	26	336	0,26	14	184	0,47	8	134	0,65	6
P31A-P31	25	336	0,23	14	185	0,44	8	132	0,54	5
P31-P18	34	336	0,44	14	180	0,82	7	146	1,01	6
P18-P16	27	336	0,27	14	184	0,49	8	135	0,67	6

Tabla 33 Calculo mecánico para el cable QUIAL 2/0

CONJUNTO DE VANOS	VANO REGULADOR (m)	CIRCUITO MEDIA TENSION - CABLE QUAIL 2/0								
		HIPOTESIS DE CALCULO								
		CONDICION EXTREMA			EDS			CONDICION MAX. FLECHA		
		T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%
P6-P11	29	241	1.19	10	104	1,53	4	82	1,95	3
P11-P14	27	241	1,03	10	107	0,89	4	74	1,28	3
PE-P30	57	241	4,6	10	106	1,06	4	77	1,46	3
PE-P31A	60	241	5,09	10	105	1,17	4	78	1,57	3
P31A-P18	58	241	4,7	10	106	1,09	4	77	1,49	3

Tabla 34 Calculo mecánico MT hendrix

CONJUNTO DE VANOS	VANO REGULADOR (m)	CIRCUITO MEDIA TENSION - CABLE QUAIL 2/0 ECO SISTEMA HENDRIX								
		HIPOTESIS DE CALCULO								
		CONDICION EXTREMA			EDS			CONDICION MAX. FLECHA		
		T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%	T (kgf)	f (m)	%
P1-P1	49	662	0,71	22	368	1,28	12	331	1,42	11

6.2.19 Cálculos de la presión del viento en los postes de concreto

Primero se calcula la presión del viento

$$q = 0,0613 * v^2$$

Mediante la tabla de hipótesis de cálculos esta la velocidad del viento a una temperatura de 23°C $v=100\text{km/h}$ esto se pasa a m/s lo que da 27,7 m/s. esta presión se calcula en unidades de sistema imperial. Este resultado de la presión del viento se encuentra a continuación

$$q = (0,0613)(27.7)^2 = 47,03\text{kg/m}^2$$

Luego calculamos la fuerza del viento, teniendo en cuenta el empotramiento del poste en el terreno, una constante de $cf.=0,7$ y los diámetros de cada estructura, estos diámetros se encontraran en los anexos en cm.

$$F_{tvp} = C_f q (H - H_1) \left(\frac{d_1 - 0,015H_1 + d_2}{2} \right) [\text{kgf/m}]$$

$$F_{TVP} = (0,7)(47,03)(8 - 1,4) \left(\frac{0,33 - 0,015 * 1,4 + 0,21}{2} \right) = 56,39 \text{kgf}$$

Calculamos la distancia del centro de masa del poste a nivel del suelo

$$H_g = \frac{H - H_1}{3} \frac{2d_2 + d'_1}{d'_1 + d_2} [\text{m}]$$

$$H_g = \left(\frac{8 - 1,4}{3} \right) \left(\frac{2 * 0,21 + 0,33}{0,33 + 0,21} \right) = 3,05 \text{m}$$

Tabla 35 cálculo de la presión y fuerza de viento en los apoyos

Apoyo	Altura del apoyo	carga de rotura	Diámetro base (m)	Diámetro cima (m)	empotramiento	q(kg/m ²)	Constante	FTVP(Kgf)	Hg(m)
P1	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3,05
P2	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P3	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P4	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P7	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P8	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P10	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P11A	8	750	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P13	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P15A	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P15B	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3
P24	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3
P23	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P22	8	750	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P21	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P20	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P19	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3,05
P25	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3,05
P27	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P29	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P15	8	750	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P9	12	750	0,36	0,18	1,4	47,03	0,7	90,57	2,93
P11	12	750	0,36	0,18	1,4	47,03	0,7	90,57	2,93
P12	12	510	0,34	0,16	1,4	47,03	0,7	83,59	2,9
P26	12	510	0,34	0,16	1,4	47,03	0,7	83,59	2,9
P28	12	510	0,34	0,16	1,4	47,03	0,7	83,59	2,9

P30	12	750	0,36	0,18	1,4	47,03	0,7	90,57	2,93
P2A	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P31B	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3,05
P31	8	510	0,28	0,16	1,4	47,03	0,7	45,52	3
P16	8	1050	0,33	0,21	1,4	47,03	0,7	56,39	3,05
P13A	12	1350	0,4	0,22	1,4	47,03	0,7	104,53	2,98
P13C	12	1350	0,4	0,22	1,4	47,03	0,7	104,53	2,98
P31A	12	1350	0,4	0,22	1,4	47,03	0,7	104,53	2,98

Fuente.(propia)

6.2.20 Calculamos el momento resistente de cada apoyo

$$MR = \frac{(H - ie - 0,2) * CR}{K}$$

$$MR = \frac{(8 - 1,4 - 0,2) * 1050}{2,5} = 2688kgf * m$$

Tabla 36 cálculo del momento resistente en los apoyos

Apoyo	Configuración	Altura del apoyo	carga de rotura	Coefficiente de seguridad	Profundidad del terreno	momento resistente (kgf*m)
P1	628	8	1050	2,5	1,4	2688
P2	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P3	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P4	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P7	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P8	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P10	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P11A	629	8	750	2,5	1,4	1920
P13	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P15A	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P15B	628	8	1050	2,5	1,4	2688
P24	628	8	1050	2,5	1,4	2688
P23	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P22	629	8	750	2,5	1,4	1920
P21	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P20	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P19	628	8	1050	2,5	1,4	2688
P25	628	8	1050	2,5	1,4	2688
P27	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P29	626	8	510	2,5	1,4	1305,6
P15	629	8	750	2,5	1,4	1920

P9	533A 629		12	750	2,5	1,4	3120
P11	560A 629		12	750	2,5	1,4	3120
P12	533A 629		12	510	2,5	1,4	2121,6
P26	533A 626		12	510	2,5	1,4	2121,6
P28	533A 629		12	510	2,5	1,4	2121,6
P30	560A 626		12	750	2,5	1,4	3120
P2A	626		8	510	2,5	1,4	1305,6
P31B	628		8	1050	2,5	1,4	2688
P31	629		8	510	2,5	1,4	1305,6
P16	628		8	1050	2,5	1,4	2688
P13A	533A 628 711		12	1350	2,5	1,4	5616
P13C	533A 629 711		12	1350	2,5	1,4	5616
P31A	560A 629	711	12	1350	2,5	1,4	5616

Fuente (propia)

Tabla 37 cálculo de momentos resistentes en los apoyos

Apoyo	configuración	altura	carga de rotura	coeficiente de seguridad	profundidad del terreno	momento resistente
P6	553 628 711	12	1350	2,5	1,4	5616
P14	553 628 711	12	1050	2,5	1,4	4368
P5	STOP	8	1350	2,5	1,4	3456
P15	STOP	8	1350	2,5	1,4	3456
P18	629	12	1350	2,5	1,4	5616
P17	STOP	8	1350	2,5	1,4	3456

6.2.21 Toma de coordenadas con el GPS para el plano proyectado.

Tabla 38 Coordenadas geográficas del circuito 1T03041

COORDENADAS GEOGRAFICAS DEL CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE						
PUNTOS	ESTE	NORTE	ALTURA	CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA	
					BT	MT
P16	1176789	1366627	292 m	8m x 1050kgf	628	
P17	1176769	1366645	291 m	8m x 1500kgf	626	
P18	1176749	1366662	285 m	12m x 1500kgf	628	553A/711
P19	1176754	1366643	292 m	8m x 1050kgf	626	
P20	1176735	1366624	290 m	8m x 510kgf	626	
P21	1176715	1366607	291 m	8m x 510kgf	626	
P22	1176698	1366588	290 m	8m x 750kgf	629	
P23	1176680	1366568	291 m	8m x 510kgf	626	
P24	1176658	1366548	290 m	8m x 1050kgf	628	
P25	1176627	1366577	291 m	8m x 1050kgf	628	
P26	1176643	1366596	289 m	12m x 750kgf	626	533A
P27	1176664	1366613	292 m	8m x 510kgf	626	
P28	1176683	1366632	292 m	12m x 750kgf	629	533A
P29	1176699	1366651	286 m	8m x 510kgf	626	
P30	1176727	1366676	291 m	12m x 1050kgf	626	560A
P31	1176725	1366686	290 m	8m x 1050kgf	628X2	

Fuente (Propia)

Tabla 39 Coordenadas geográficas del circuito 1TXXXXX

COORDENADAS GEOGRAFICAS DEL CIRCUITO 1TXXXXX PRADOS DEL ESTE						
PUNTOS	ESTE	NORTE	ALTURA	CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA	
					BT	MT
P1	1176595	1366421	290 m	8m x 1050kgf	628	
P2	1176619	1366445	287 m	8m Existente	626	
P3	1176636	1366462	292 m	8m Existente	626	
P4	1176654	1366480	290 m	8m Existente	626	
P5	1176679	1366507	291 m	8m x 1500kgf	629	STOP
P6	1176704	1366530	290 m	12m x 1500kgf	629	553A/711
P7	1176716	1366543	290 m	8m x 510kgf	626	
P8	1176735	1366563	291 m	8m x 510kgf	626	
P9	1176755	1366580	287 m	12m x 750kgf	629	533A
P10	1176782	1366607	291 m	8m x 510kgf	626	
P11	1176799	1366627	289 m	12m x 1050kgf	628X2	

Fuente. (Propia)

Tabla 40 Coordenadas geográficas del circuito 1T30470

COORDENADAS GEOGRAFICAS DEL CIRCUITO 1T30470 PRADOS DEL ESTE						
PUNTOS	ESTE	NORTE	ALTURA	CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA	
					BT	MT
P31A	1176709	1366704	291 m	12m x 1500kgf	629	560A/711
P31B	1176684	1366725	290 m	8m x 1050kgf	628	

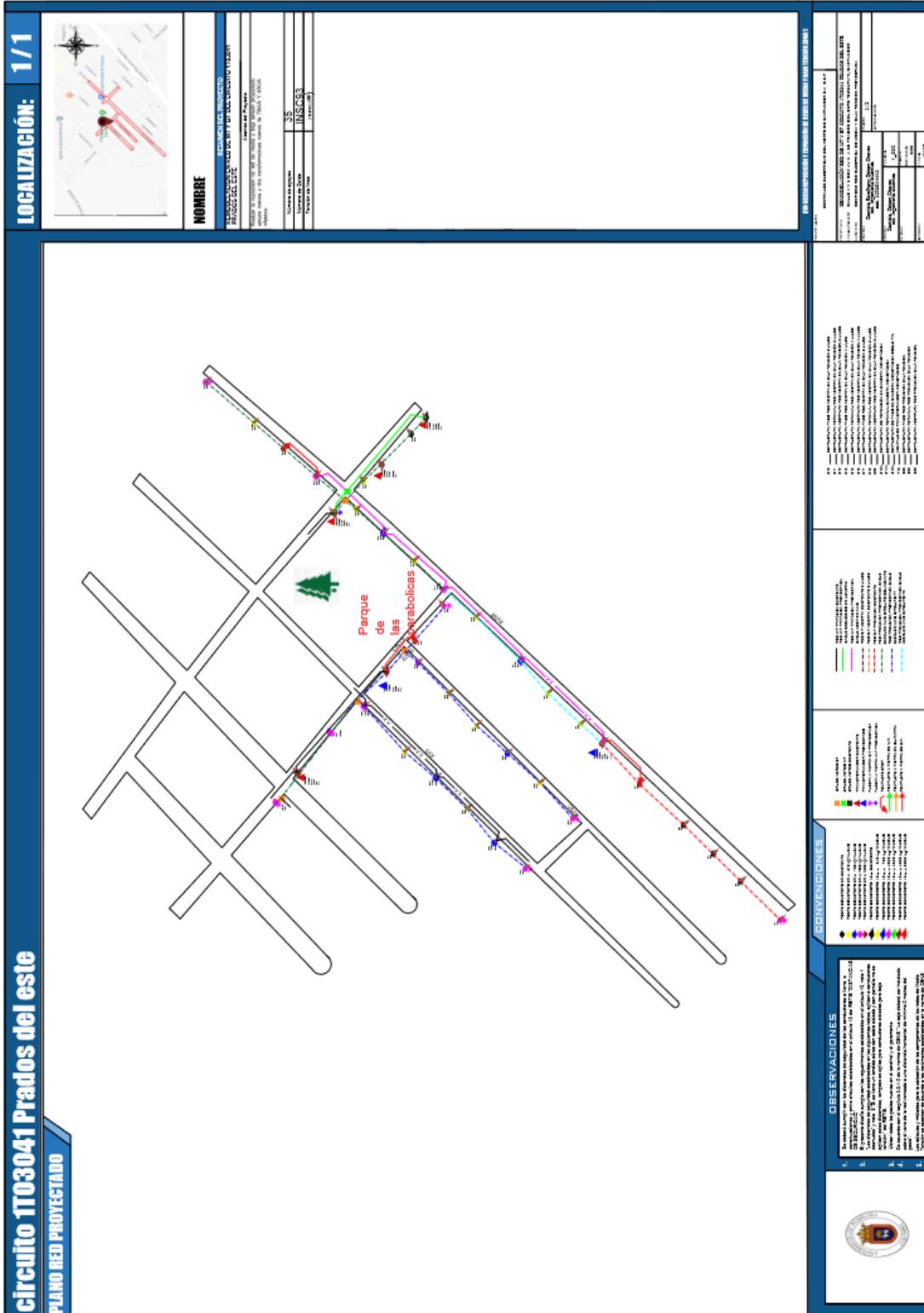
Fuente. (Propia)

Tabla 41 Coordenadas geográficas del circuito 1T03072

COORDENADAS GEOGRAFICAS DEL CIRCUITO 1T03072 PRADOS DEL ESTE						
PUNTOS	ESTE	NORTE	ALTURA	CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA	
					BT	MT
P11A	1176817	1366645	287 m	8m x 750kgf	626	
P12	1176834	1366664	290 m	12m x 750kgf	629	
P13	1176851	1366678	287 m	8m x 510kgf	626	
P13A	1176846	1366694	287 m	12m x 1500kgf	628	
P13B	1176866	1366676	290 m	8m x 510kgf	626	
P13C	1176876	1366665	289 m	12m x 1500kgf	628X2	533A/711
P13D	1176895	1366647	286 m	8m Existente	626	
P13E	1176905	1366638	295 m	12m Existente	628X2	560A/711
P14	1176875	1366701	288 m	12m x 1050kgf	629	
P15	1176892	1366721	292 m	8m x 1500kgf	626	
P15A	1176908	1366740	289 m	8m x 510kgf	626	
P15B	1176934	1366768	293 m	8m x 1050kgf	628	

Fuente. (Propia)

6.2.22 Plano proyectado en el aplicativo AUTOCAD



7 REALIZACIÓN DEL PRESUPUESTO DE OBRA Y UNIDADES CONSTRUCTIVAS

7.1 Realización del presupuesto de obra

Para esta elaboración lo que se tiene en cuenta es la cantidad de los materiales proyectados, junto con la mano de obra que se proyectara en un Excel.

En este documento de Excel lo que implementaremos es realizar una lista de los materiales y mano de obra proyectada, luego con los puntos del plano del circuito 1T03041 del aplicativo AUTOCAD, se hace la lista de estos puntos según el orden del plano para tener en cuenta los cruces aéreos, cada punto en el Excel va caracterizado de la siguiente manera, los puntos de baja tensión que se remodelan van asignados de color gris en la casillas del documento Excel, los puntos de media tensión van de color amarillo en las casillas del Excel, los cruces aéreos van de color rojo, esto se hace con el fin de tener la cantidad exacta y el costo de cada material a utilizar, mano de obra establecida teniendo en cuenta las cuadrillas (Resanes, hincadas y reposición) para tener un soporte planteado hacia el momento que se llegue a ejecutar.

Este presupuesto se realiza con el fin de que la empresa CENS S.A E.S.P apruebe el proyecto y así poderlo implementar más adelante.

Tabla 42 Materiales de media tensión

Circuito 1T03041 Prados del este					
material de media tensión					
Tipo	Descripción	UND	cantidad	Valor/unitario	valor/parcial
MAT	ABRAZADERA DOBLE DE 7" A 8"	UN	3	19.159,40	57.478,20
MAT	ABRAZADERA DOBLE DE 8" A 9"	UN	4	20.000,00	80.000,00
MAT	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	39	8.010,60	312.413,40
MAT	ARANDELA DE REDONDA DE 5/8"	UN	39	8.314,00	324.246,00
MAT	CRUCETA METALICA 2 1/2"X2 1/2"X3/16"X2.4 MTS	UN	6	163.339,00	980.034,00
MAT	CRUCETA METALICA DE 2 1/2" X 2 1/2" X 1/4" X 2.4 MT	UN	10	96.369,00	963.690,00
MAT	DADO O SUPLEMENTO PARA CORTACIRCUITO	UN	9	22.689,00	204.201,00
MAT	DIAGONAL RECTA EN ANGULO TIPO BANDERA 2.16 MT 1 1/2" X 1 1/2" X 3/16"	UN	4	199.898,00	799.592,00
MAT	DIAGONAL RECTA METALICA DE 1.44 MTS.	UN	6	55.543,00	333.258,00
MAT	ESLABON EN U CON PASADOR PARA AISLADOR	UN	1	9.867,00	9.867,00
MAT	ESPARRAGO DE 5/8"X12" CON CUATRO TUERCAS	UN	2	11.562,00	23.124,00
MAT	ESPARRAGO DE 5/8"X16" CON CUATRO TUERCAS	UN	7	47.894,00	335.258,00
MAT	GRAPA DE ANGULO EN ACERO FORJADO PARA CABLE DE GUARDA	UN	1	1.513,00	1.513,00
MAT	PERNO GALVANIZADO DE 5/8" X 12"	UN	9	19.489,00	175.401,00
MAT	PORTA-AISLADOR PASANTE DE 5/8" PARA CRUCETA METALICA 13.2 KV	UN	12	69.373,00	832.476,00
MAT	SOPORTE DE SILLETA PARA TRANSFORMADOR TRIFÁSICO (75-112.5 KVA) ANGULO DE 2 1/2 x 2 1/2" x 3/16"	UN	3	159.664,00	478.992,00
MAT	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	6	5.612,00	33.672,00
MAT	TUERCA DE OJO REDONDO DE 5/8"	UN	6	6.381,00	38.286,00
MAT	GRAPA DE SUSPENSION	UN	1	27.000,00	27.000,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS. X 1500 KGS.	UN	4	1.155.618,00	4.622.472,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS. X 750 KGS.	UN	5	842.375	4.211.875,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 12 MTS X 1050 KGS	UN	3	1.052.002	3.156.006,00
MAT	FUSIBLES DE 6 AMP 15KV TIPO H	UN	3	2471,00	7.413,00
MAT	PARARRAYO DE 15KV	UN	3	103.693,90	311.081,70
SUB TOTAL					18.319.349,30
IVA %					3.847.063,35
TOTAL					22.166.412,65

Fuente (Propia)

Tabla 43 Material de baja tensión

Circuito 1T03041 PRADOS DEL ESTE					
Material de baja tensión					
tipo	Descripción	UND	Cantidad	valor/unitario	valor/parcial
MAT	AISLADOR TIPO CARRETE 3 X 3 PORCELANA ANSI 53-2	UN	14	2.444,00	34.216,00
MAT	AIAMBRE 10 AWG GALVANIZADO	UN	18	5.357,81	96.440,58
MAT	AIAMBRE 10 AWG COBRE AISLADO THHN/THWN 600V	UN	70	1.834,00	128.380,00
MAT	CABLE CONCENTRICO DE COBRE MONOFASICO 2X8 AWG	UN	139	6.765,00	940.335,00
MAT	CABLE CONCENTRICO COBRE TRIFILAR 3X8 AWG	UN	45	11.908,00	535.860,00
MAT	CABLE DE COBRE 2X16 AWG THW 600V ENCAUCHETADO	UN	4	3.700,00	14.800,00
MAT	CABLE TRENZADO CUADRUPLIX AWG 3X2+77,4KCMIL AWG ACSR	UN	27	12.400,00	334.800,00
MAT	CABLE TRENZADO CUADRUPLIX AWG, XLPE 3X2/0+155,4 KCMIL	UN	294	16.900,00	4.968.600,00
MAT	CAJA POLIMÉRICA DE DISTRIBUCIÓN TRIFÁSICA PARA ACOMETIDAS	UN	10	233.251,00	2.332.510,00
MAT	CONECTOR BIMETALICO CONECTOR DE PENETRACIÓN PRINCIPAL	UN	11	5.796	63.756,00
MAT	GRAPA PARA CINTA DE ACERO INOXIDABLE 3/4	UN	29	10.915,00	316.535,00
MAT	KIT DE PUESTA TIERRA PARA BAJA TENSIÓN	UN	17	810,66	13.781,22
MAT	L CON DOBLE PERFORACIÓN PARA PINZA	UN	1	109.303,00	109.303,00
MAT	PERCHA DE UN PUESTO TIPO PESADA	UN	20	4.347,00	86.940,00
MAT	PERNO 5/8" X10 "	UN	14	5.757,00	80.598,00
MAT	GALVANIZADO CALIENTE	UN	2	4.122,00	8.244,00
MAT	PERNO GALVANIZADO 5/8"X8"	UN	3	3.052,00	9.156,00
MAT	PINZA PARA ACOMETIDA	UN	51	5.602,00	285.702,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 8 MET X 1050 KGS	UN	8	427.949	3.423.592,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 8 MET X 1500 KGS	UN	3	579.625	1.738.875,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 8 MET X750KGS	UN	1	310.211	310.211,00
MAT	POSTE DE CONCRETO DE 8 MET X 510 KGS	UN	12	298.985,00	3.587.820,00
MAT	CINTA NEGRA	UN	6	1.014,00	6.084,00
				SUB TOTAL	19.426.538,80
				IVA %	4.079.573,15

TOTAL

23.506.111,95

Fuente (propia)

Tabla 44 mano de obra de media tensión

CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE					
MANO DE OBRA DE MEDIA TENSIÓN					
Red	Descripción de la mano de obra	UND	Cantidad	Valor/unitario	Valor/parcial
PRIM	ABERTURA DE HOYO, CARGUE Y DESCARGUE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE CONCRETO DE 12 METROS (INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN). DESHINCADA, TRANSPORTE Y REINTEGRO DE POSTE DE CONCRETO O FIBRA DE VIDRIO DE MEDIA TENSIÓN	UND	2	481.833,60	963.767,20
PRIM	DESMANTELAMIENTO DE APOYO EN MEDIA TENSIÓN PARA ESTRUCTURA DE PASO (MONOFÁSICA O TRIFÁSICA) Y REINTEGRO DE MATERIALES A CENS.	UND	5	282.765,60	1.413.828
PRIM	DESMANTELAMIENTO DE APOYO EN MEDIA TENSIÓN PARA ESTRUCTURA DE RETENCIÓN (MONOFÁSICA O TRIFÁSICA) Y REINTEGRO DE MATERIALES A CENS.	UND	2	66.016,80	132.034
PRIM	VESTIDA DE ESTRUCTURA PASO TRIFÁSICA EN MEDIA TENSIÓN (DISPOSICIÓN BANDERA O SEMIBANDERA)	UND	3	87.132,00	261.396
PRIM	VESTIDA DE ESTRUCTURA PASO TRIFÁSICA EN MEDIA TENSIÓN (DISPOSICIÓN BANDERA O SEMIBANDERA)	UND	5	82.171,20	410.856
PRIM	ABERTURA TRIFÁSICA EN MEDIA TENSIÓN (DISPOSICIÓN BANDERA O SEMIBANDERA) VESTIDA DE ESTRUCTURA	UND	1	127.454,40	127.454,40
PRIM	TERMINAL TRIFÁSICA EN MEDIA TENSIÓN (DISPOSICIÓN BANDERA O SEMIBANDERA) FUNDIDA EN CONCRETO DE POSTE. (INCLUYE MATERIAL Y MANO DE OBRA)	UND	1	124.020,00	124.020,00
PRIM		M^3	1,4	326.649,60	457.309,44

PRIM	TENDIDA Y TENSADO DE RED UNIFILAR EN MEDIA TENSIÓN CON CABLE DE ALUMINIO CALIBRE 2 AWG A 2/0 AWG (INCLUYE TRANSPORTE DE BODEGA CENS HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN)	M	96	2.416,80	232.012,80
PRIM	INSTALACIÓN KIT DE SPT PARA TRANSFORMADOR INCLUYE TRATAMIENTO CON COMPUESTO DE SUELO ARTIFICIAL VESTIDA DE ESTRUCTURA CUADRANTE PARA INSTALACION DE PROTECCIONES	UND	1	120.458,40	120.458,40
PRIM	EMPALME LINEA ABIERTA EN M.T Y B.T	UND	3	47.533,37	142.600
PRIM	INSTALACIÓN DE CONECTOR DOBLE PERNO DE ALUMINIO EN PUENTE EN ESTRUCTURA DE ABERTURA CONSTRUCCION DE PUENTES EN ABERTURA DE ESTRUCTURA MEDIA TENSION EN RETENCION (LINEA DESENERGIZADA)	UND	6	12.900,62	77.404
PRIM	CONSTRUCCIÓN DE TEMplete EN STOP PARA MEDIA TENSIÓN RETENSIONADA O DESMANTELAMIENTO DE TEMPLETES EN STOP O DIRECTOS A TIERRA.	UND	3	24.549,60	73.649
PRIM		UND	1	107.102,40	107.102,40
PRIM		UND	2	49.989,60	99.979
				SUB TOTAL	4.930.781,74
				ADMINISTRACION 7.5%	3.698.086,31
				UTILIDAD 4%	1.972.312,70
				TOTAL	10.601.180,74

Fuente. (Propia)

Tabla 45 Mano de obra de baja tensión

CIRCUITO 1T03041 PRADOS DEL ESTE						
MANO DE OBRA DE BAJA TENSIÓN						
Red	Descripción de mano de obra	UND	Cantidad	Valor/unitario	Valor/parcial	
SEC	ABERTURA DE HOYO, CARGUE Y DESCARGUE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE CONCRETO DE 8	UND	5	321.180,00	1.605.900,00	

	METROS (INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN).				
SEC	DESHINCADA, TRANSPORTE Y REINTEGRO DE POSTE DE CONCRETO O FIBRA DE VIDRIO DE BAJA TENSIÓN	UND	6	249.057,60	1.494.345,60
SEC	VESTIDA O DESVESTIDA DE ESTRUCTURA EN BAJA TENSIÓN, CON UNA O DOS PERCHAS DE 1 PUESTO AL MISMO NIVEL	UND	29	11.829,60	343.058,40
SEC	VESTIDA O DESVESTIDA DE ESTRUCTURA EN BAJA TENSIÓN. CON UNA O DOS PERCHAS DE 5 PUESTOS AL MISMO NIVEL	UND	10	19.207,20	192.072,00
SEC	FUNDIDA EN CONCRETO DE POSTE. (INCLUYE MATERIAL Y MANO DE OBRA)	M^3	5	326.649,60	1.633.248,00
SEC	RESANE EN CONCRETO DE 3000 PSI PARA POSTE A NIVEL DE PISO (MATERIAL Y MANO DE OBRA)	UND	4	44.520,00	178.080,00
SEC	RESANE EN TABLETA PARA POSTE A NIVEL DE PISO (MATERIAL Y MANO DE OBRA)	UND	21	65.380,80	1.372.996,80
SEC	TENDIDO Y TENSADO RED DE BAJA TENSION CON CABLE TRENZADO (DUPLEX, TRIPLEX O CUADRUPLIX) EN CALIBRES DE 2 A 4/0 AWG. (INCLUYE TRANSPORTE DE MATERIALES Y SU ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN).	M	749	3.816,00	2.858.184,00
SEC	CONSTRUCCIÓN DE PUENTES DE ESTRUCTURA EN ABERTURA RED BAJA TENSIÓN. ABIERTA O TRENZADA	UND	7	70.214,40	491.500,80
SEC	DESMANTELAMIENTO DE RED UNIFILAR ABIERTA EN BAJA TENSIÓN Y REINTEGRO A LA EMPRESA	M	3745	1.144,80	4.287.276,00
SEC	INSTALACIÓN DE CAJA DE DERIVACIÓN DE ACOMETIDAS DE BAJA TENSIÓN EN EL VANO DE LA RED, SOBRE EL NEUTRO PORTANTE	UND	29	55.204,80	1.600.939,20
SEC	INSTALACIÓN DE JUEGO HERRAJES PARA SOPORTE DE PINZAS DE ACOMETIDA	JUEGO	10	8.013,60	80.136,00
SEC	INSTALACIÓN PINZA PARA ACOMETIDA EN CABLE CONCENTRICO AISLADO).	UND	150	4.070,40	610.560,00
SEC	DESCONEXIÓN Y CONEXIÓN DE ACOMETIDA AEREA MONOFASICA BIFILAR	UND	5	40.195,20	200.976,00
SEC	DESCONEXIÓN, EMPALME Y CONEXIÓN DE ACOMETIDA AEREA MONOFASICA BIFILAR	UND	47	59.275,20	2.785.934,40
SEC	MONTAJE O DESMANTELAMIENTO SUBESTACIÓN MONOFÁSICA O TRIFÁSICA MAYOR A 45 KVA INCLUYE INSTALACIÓN DE PROTECCIONES Y TRANSPORTE HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN	UND	1	720.715,20	720.715,20
SEC	CONSTRUCCIÓN DE BAJANTES DE TRANSFORMADOR MONOFÁSICO O TRIFÁSICO PARA CABLE TRENZADO.	UND	1	166.886,40	166.886,40
SEC	TOMA DE CARGA EN BAJA TENSIÓN DE TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCIÓN MONOFÁSICO O TRIFÁSICO	UND	3	96.417,60	289.252,80
SEC	INSTALACION KIT DE SPT PARA CIRCUITOS DE BAJA TENSION	UND	1	53.296,80	53.296,80

SEC	TOMA DE MEDIDA DE RESISITIVIDAD ELECTRICA DEL TERRENO O RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	UND	1	181.896,00	181.896,00
SEC	INFORMACION A USUARIOS PARA DESCONEXION DE TRANSFORMADOR. VALOR POR USUARIO	UND	85	1.653,60	140.556,00
SEC	REUBICACION DE LAMPARA	UND	7	50.752,80	355.269,60
SEC	REUBICACION O DESMANTELAMIENTO TECNICO DE REDES TELEMATICOS	UND	25	17.855,06	446.376,50
SUB TOTAL					22.089.456,50
ADMINISTRACION 7.5%					16.567.092,38
UTILIDAD 4%					6.626.836,95
TOTAL					45.283.385,83

Fuente. (Propia)

Tabla 46 Resumen del presupuesto

Resumen de presupuesto	
Total de material de media tensión	22.166.412,63
Total de material de baja tensión	23.506.111,95
Total de mano de obra de media tensión	10.601.180,74
Total de mano de obra de baja tensión	45.283.385,83
Total de inversión	101.557.091,17

7.2 Realización de las unidades constructivas según lo establecido en la CREG 015

En esta elaboración se tienen presentes los códigos y precios que establecen estas unidades, ayudan a establecer el costo de algunos materiales que se irán a utilizar según las características que ellos establezcan relacionados con esta UC.

para realizar estas unidades constructivas se tiene en cuenta los códigos que mencionamos anteriormente, si el punto corresponde al código, ingresamos un uno (1) y si es lo contrario se deja en blanco, luego por medio de la CREG 015 con el código se busca el valor unitario de cada material sea (poste, equipos y conductores) , se hace la cantidad total de cada código y por último se hace el total por parte de la unidad constructiva así con este resultado se resta con el presupuesto del proyecto y se verá a continuación

Tabla 47 Unidades constructivas postes circuito 1T03041

UNIDADES CONSTRUCTIVAS PRADOS DEL ESTE 1T03041								
UC Punto	POSTES				CAPACIDAD POSTE	ESTRUCTURA		MATERIAL
	N2L70	N2L71	N1P49	N1P73		BT	MT	
P16				1	8mx1050kgf	628		
P17			1		8mx1500kgf	626		
P18	1				12mx1500kgf	628		
P19			1		8mx1050kgf	626		
P20			1		8mx510kgf	626		CONCRETO
P21			1		8mx510kgf	626		
P22				1	8mx750kgf	629		
P23			1		8mx510kgf	626		
P24				1	8mx1050kgf	628		
P25				1	8mx1050kgf	628		
P26	1				12mx750kgf	626	533A	
P27			1		8mx510kgf	626		
P28		1			12mx750kgf	629	533A	
P29			1		8mx510kgf	626		
P30		1			12mx1050kgf	626	560A	
P31				1	8mx1050kgf	628x2		
TOTAL	2	2	7	5				

Fuente. (propia)Tabla 48 Unidades constructivas de equipos y conductores del circuito 1T03041

UNIDADES CONSTRUCTIVAS PRADOS DEL ESTE 1T03041										
UC Punto	EQUIPOS							CONDUCTOR		
	N1T12	N1T14	N2L137	102	103	N2EQ12	N2EQ15	N2L84	N2L97	N1L57
P16				1	1					0,027
P17					1					0,027
P18		1	1		1	1	1			0,034
P19					1					0,011
P20					1					0,027
P21					1					0,026
P22					1					0,025
P23					1					0,029
P24				1	1					0,029
P25				1	1					0,025
P26					1					0,028
P27					1					0,027
P28					1					0,026
P29					1					0,038
P30					1					0,020
P31				1	1					
Total	0	1	1	4	16	1	1	0	0	0,0399
					Total BT					0,798

Fuente.(propia)

Tabla 49 Unidades de constructivas de postes en el circuito 1T03072

UNIDADES CONSTRUCTIVAS PRADOS DEL ESTE 1T03072								
UC	POSTES				CAPACIDAD POSTES	ESTRUCTURAS		MATERIAL
Punto	N2L70	N2L71	N1P49	N1P73		BT	MT	
P11A			1		8mx750kgf	626		
P12				1	12mx750kgf	629		
P13			1		8mx510kgf	626		
P13A				1	12mx1500kgf	628		
P13B			1		8mx510kgf	626		Concreto
P13C	1				12mx1500kgf	628x2	533A/711	
P13D			1		8m existente	626		
P13E		1			12m existente	628x2	560 A/711	
P14				1	12mx1050kgf	629		
P15			1		8mx1500kgf	626		
P15A			1		8mx510kgf	626		
P15B				1	8mx1050kgf	628		
total	1	1	6	4				

Tabla 50 Unidades constructivas de los equipos y conductores en el circuito 1T03072

UNIDADES CONSTRUCTIVAS EN EL CIRCUITO 1T03072											
UC	Equipos						Conductor				
Punto	N1T12	N1T14	N2L137	102	103	N2EQ12	N2EQ15	N2L84	N2L97	N1L57	
P11A					1					0,025	
P12					1			0,051		0,025	
P13					1					0,023	
P13A					1				0,042	0,027	
P13B					1					0,015	
P13C			1		1	1	1		0,039	0,026	
P13D					1					0,013	
P13E					1	1	1				
P14					1			0,055		0,032	
P15					1					0,026	
P15A					1					0,025	
P15B				1	1					0,038	
total			1	1	12	2	2	0,106	0,081	0,275	
					Total BT						0,55

Tabla 53 Unidades constructivas de los postes en el circuito 1T304070

UNIDADES CONSTRUCTIVAS 1T304070								
UC	POSTES				CAPACIDAD	ESTRUCTURA		MATERIAL
Punto	NL70	N2L71	N1P49	N1P73	POSTE	BT	MT	
P31A		1			12mx1500kgf	629	560A/711	Concreto
P31B				1	8mx1050kgf	628		
Total	0	1	0	1				

Tabla 54 Unidades constructivas de los equipos y conductores en el circuito 1T304070

Unidades constructivas en el circuito 1T304070										
UC	EQUIPOS						CONDUCTORES			
Punto	N1T12	N1T14	N2L137	102	103	N2EQ12	N2EQ15	N2L84	N2L97	N1L57
P31A			1		1	1	1			0,025
P31B				1	1					0,033
Total	0	0	1	1	2	1	1	0	0	0,058
										Total BT 0,116

Tabla 55 Resumen de las UC en los postes del proyecto

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS POSTES DEL CIRCUITO 1T03041 CON SUS VALORES RESPECTIVOS				
UC	N2L70	N2L71	N1P49	N1P73
Cantidad	4	8	16	10
Valor unitario	3.215.000,00	4.226.000,00	646.000	663.000
Valor total	12.860.000,00	33.808.000,00	10.336.000,00	6.630.000,00

Tabla 56 Resumen de los equipos de las UC del proyecto

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS EQUIPOS DEL CIRCUITO 1T03041 CON SUS VALORES RESPECTIVOS					
UC	N1T12	N1T14	N2L137	N2EQ12	N2EQ15
Cantidad	1	1	4	5	5
Valor unitario	9.446.000,00	11.958.000,00	270.000	1.200.000,00	962.000,00
Valor total	9.446.000,00	11.958.000,00	1.080.000,00	6.000.000,00	4.810.000,00

Tabla 57 Resumen de los conductores de UC del proyecto

UNIDADES CONSTRUCTIVAS DE LOS CONDUCTORES DEL CIRCUITO 1T03041 CON SU TOTALIDAD RESPECTIVA			
UC	N2L84	N2L97	N1L57
Cantidad	0,241	0,081	0,624
Valor unitario	16.647.000,00	30.990.000,00	13.037.800,00
Valor total	4.011.927,000	2.510.190,00	8.135.587,200

Tabla 58 Resumen total de las UC en el proyecto

RESUMEN	
Total UC	111.585.704,200
Total presupuesto	101.557.091,17
Benéfico UC	10.405.021,880
Beneficio en %	9,09%

Estos resultados constituyen a un resumen final de todo el proceso de las unidades constructivas, donde se aprecia que en el proyecto del circuito 1T03041 prados del este, el beneficio es de 9,09% del capital invertido.

8 RECOMENDACIONES

- ✓ Cuando se realice este proyecto en el terreno (prados del este) de circuito 1T03041 se sugiere que el personal utilice los elementos de protección (casco, arnés industrial de cuerpo completo, anclaje, línea de posicionamiento, salva caídas y conector doble) correspondiente para el ser humano en caso que se llegue a presentar algún tipo de accidente
- ✓ Para obtener una efectiva implementación en el sector del circuito, se recomienda empotar el poste de un 15% aproximadamente de la longitud del poste, para que no presente peligro de volcamiento en terreno.
- ✓ Para lograr un buen servicio de energía eléctrica y evitar la presencia de pérdidas no técnicas por parte de los usuarios se recomienda utilizar cable antifraude, para e proyectos de reposición.
- ✓ De acuerdo con lo hecho en el sistemas de protección contra rayos se recomienda que las personas que se encuentren presentes cuando este fenómeno este por ocurrir estén refugiados en sus viviendas.
- ✓ En este tipo de proyecto se debe de tener presente que los postes cumplan con los parámetros técnicos de las normas vigentes.

9 CONCLUSIONES

- ✓ En el levantamiento a mano alzada se observó que el transformador presentaba alta cargabilidad, por lo que se proyectaron dos transformadores para distribuir las cargas lo más equilibradamente posible.
- ✓ Se verificó con el calibre del conductor seleccionado las pérdidas de potencia disminuyeron a valores normalizados, no se ven reflejadas las pérdidas no técnicas en el circuito 1T03041, esto es debido al sector donde se encuentra el circuito.
- ✓ La remodelación eléctrica planteada permite que la instalación de este circuito sea eficiente y más segura para los usuarios conectados. Lo que permite cumplir con las normas eléctricas colombianas.
- ✓ El análisis de riesgo contra rayos presenta un índice bajo y no requiere medidas de protección adicionales.
- ✓ En el proceso entre el presupuesto de obra y la remuneración de las unidades constructivas por parte de la CREG 015, se logró apreciar un beneficio de 9,09%, lo cual da a conocer que el proyecto es totalmente productivo para la empresa centrales eléctricas de norte de Santander.

10 REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

05_CÁLCULOS MECÁNICOS ESTRUCTURAS AÉREAS.pdf. (n.d.).

Alvaro, J., & Moreno, F. (2012). *Sistemas eléctricos de potencia Sistemas eléctricos de potencia Índice Introducción Niveles del sistema eléctrico*. 1–19.

Ángel Silva, M. Á., & Ordóñez Plata, G. (2005). MONITORIZACIÓN DE INTERRUPTORES y. *Revista UIS Ingenierías*, 4(2).

Aristóteles, & Juárez Cervantes, J. D. (2002). *Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica*. In ウイルス (Vol. 52).

Cables para Instrumentación y Control.pdf. (n.d.).

CENS. (2016). Capítulo 3 Redes De Media Y Baja Tensión Cens-Norma Técnica - Cns-Nt-03. *Ciencia*, 44. Retrieved from https://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/CAPITULO_3_Redde_de_Media_y_Baja_Tensi3n_CENS_-_Norma_T3cnica_-_CNS-NT-03.pdf

CER-PROD-016-028-12A.pdf. (n.d.).

Cns-nt-, C. N. T. (2016). *Parámetros De Diseño Cns-Nt-02*. 1–63.

Comisión Federal de Electricidad (CFE). (2014). *Construcción de instalaciones aéreas en media y baja tensión*. 829.

Concreto, P. D. E. (2009). *Postes De Concreto Et-201*. 1–32.

Edicion, P. R. E., Juan, I., & Ríos, B. (2001). *Lineas de transmisión de potencia*.

Melchor, N. R. (2020). *Sistemas eléctricos de potencia*.

Ministerio de Minas y Energía. (2008). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. 1–222.

Mme, D. (2013). Modelo de incentivos para la reducción de pérdidas de energía eléctrica en Colombia. *Revista de La Maestría En Derecho Económico*, 6(6), 221–257.

Mujal Rosas, R. (2000). *Tecnología Eléctrica*. 305–311.

Para, A., Un, I., Solar, S., En, F., & Sedes, L. A. S. (2019). *AUTOGENERACIÓN A*

PEQUEÑA ESCALA Proyecto : Ministerio de Minas y Energía , Sede Principal Bogotá

Memorias de cálculo Cuenta CODENSA No . 0764362-9. (80905).

Proyectos, J. U. (2015). *CNS-NT-01 GENERALIDADES*. 1–43.

11 ANEXOS

Tabla 59 Clasificación de los niveles de tensión

Niveles de tensión de servicio	Tensión nominal entre fases
Extra alta tensión (EAT)	Tensiones mayores a 230 KV
Alta tensión (AT)	Tensiones mayores o iguales a 57.5 KV y menores o iguales a 230
Media tensión (MT)	Tensiones mayores o iguales a 1000v y menores o iguales a 57.5KV
Baja tensión (BT)	Tensiones mayores o iguales a 25 v y menores a 1000v
Muy baja tensión(MBT)	Tensiones menores a 25 v

. Fuente.(Cns-nt-, 2016)

Tabla 60 Suministro desde redes de media tensión o alta tensión.

Nivel de tensión	Tipo de sistema	Tipo de conexión	Fases	Tension nominal en voltios (v) Tolerancia (\pm 10 %)
Media tensión	Bifásico bifilar	Bifásico bifilar	FF	13.200V
		Monofásico bifilar	FN	7.620V
	Trifásico tetrafilar	Trifásico trifilar	FFF	13.200V 34.500V
Alta tensión	Trifásico	Trifásico	FFF	115.000V
	trifilar	trifilar		

Fuente (Cns-nt-, 2016)

Tabla 61 Demanda máxima por niveles de tensión.

Nivel de tensión	Tipo de conexión	Capacidad instalada (KVA)
Nivel 1	Monofásico bifilar 120v	Menor o igual a 6.6KVA
	Bifásico trifilar 2x120/240v	Mayor a 6.6 y menor o igual a 35KVA
	Trifásico tetrafilar 3x127/220v	Mayor a 15KVA y menor o igual a 35 KVA
Nivel 2	Media (13.200v)	Superior a 30 KVA hasta 2200KVA
Nivel 3	Media (34.500v)	Desde 1500 KVA en adelante

Fuente (Cns-nt-, 2016)

Tabla 62 Factores de demanda máxima

Descripción	Carga (vatios)	Factor de demanda
Nivel de consumo 1	Residencial	
	Primeros 800	100
Nivel de consumo 2	Sobre 800	30
	Primeros 1000	100
Nivel de consumo 3	Sobre 1000	30
	Primeros 1200	100
Nivel de consumo 4	Sobre 1200	30
	Primeros 1400	100
Nivel de consumo 5	Sobre 1400	30
	Primeros 1700	100
Nivel de consumo 6	Sobre 1700	30
	Primeros 2000	100
Alumbrado común edificaciones	Sobre 2000	30
	Según estrato	Según estrato
Alumbrado exteriores	Total	100

Tabla 63 Límite de pérdida de potencia.

Componente	Perdida de potencia
------------	---------------------

Líneas de distribución(MT)	1%
Redes de baja tensión	2,35%
Transformadores	De acuerdo a la NTC 818, 819 y 1954-última actualización

Fuente(Cns-nt-, 2016)

Tabla 64 Para elegir clase de carga en el área metropolitana de Cúcuta.

Clase de carga según tarifa UNAL	Tarifa CENS
GR1	Residencial E1-E2
GR2	Residencial E3-E4
GR3	Residencial E5-E6
CO	Comercial
MO	Para todos aquellos transformadores de distribución que no tienen claramente definida una clasificación de consumo (MEZCLA)

Fuente (Cns-nt-, 2016)

Tabla 65 Ecuaciones para determinar la demanda máxima diversificada y selección del transformador.

Clase de carga	DD por usuario
GR1	$Y = 0.226 + \frac{8.377}{X}$
GR2	$Y = 0.221 + \frac{14.672}{X}$
GR3	$Y = 0.843 + \frac{3.547}{X}$
MO	$Y = 0.195 + \frac{18.366}{X}$
CO	$Y = 0.655 + \frac{23.394}{X}$

Fuente(Cns-nt-, 2016)

Tabla 66 Factores de corrección.

Tipo de subestación	Tipo de red		
	Monofásica	Bifilar	Trifilar
	(FN)	(FF)	(FFN)

Monofásica	8,00	2,00	2,00
Trifásica	6,00	1,732	2,25

Fuente (Cns-nt-, 2016)

Tabla 67 Niveles de aislamiento.

Nivel	Aislamiento (KV)	Bill (KV)
Baja tensión	0,6	25
Media tensión 13.2 KV	15,0	95
Media tensión 34.5 KV	36,0	200

Fuente (Cns-nt-, 2016)

Tabla 68 Nivel de tensión y aislamiento.

PARÁMETROS	UN	CORTACIRCUITOS		SECCIONADORES BAJO CARGA E INTERRUPTORES (USO EXTERIOR)		SECCIONADORES BAJO CARGA (USO INTERIOR)		DPS	
Tensión de servicio	KV	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5	13,2	34,5
Tensión nominal	KV	15,0	36,0	15,0	36,0	15,0	36,0	12,0	30,0
Corriente nominal	A	100,0	100,0	400,0	400,0	400,0	400,0	-	-
Nivel básico de aislamiento BIL	KV	110,0	200,0	110,0	200,0	95,0	150,0	110,0	195,0
Tensión sostenida	KV	36,0	70,0	36,0	70,0	34,0	70,0	36,0	70,0

Fuente(Cns-nt-, 2016)

Tabla 69 ACSR Desnudo en media tensión.

Nombre clave	Calibre	Masa nominal						Carga a la rotura		Resistencia nominal c. c. a 20 °C		Capacidad 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	1253	2,76	0,805	0,245	187
Sparate/AW	2	92,4	62,08	56	37,65	148,4	99,7	1589	3,5	0,783	0,239	183
Robin/AW	1	116,4	78,25	46,6	31,3	163	109,5	1565	3,45	0,638	0,195	215
Raven /AW	1/0	147	98,79	58,8	39,52	205,8	138,3	1928	4,25	0,506	0,154	246
Quail/AW	2/0	185,1	124,4	74	49,75	259,1	174,1	2328	5,13	0,402	0,122	281
Pigeon /AW	3/0	233,4	156,8	93,4	62,73	326,7	220	2859	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	0,252	0,077	365
Waxwing/AW	266,8	372,7	250,4	49,5	33,23	422,1	283,6	3094	6,82	0,209	0,064	451
Partridge/AW	266,8	374,8	251,9	145,8	97,97	520,6	349,8	4901	10,81	0,202	0,062	465

Fuente.(CER-PROD-016-028-12A.pdf, n.d.)

Tabla 70 Cable semi aislado tricapa de 15KV en media tensión

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
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

Fuente.(CER-PROD-016-028-12A.pdf, n.d.)

Tabla 71 Cable para media tensión.

CABLES CUBIERTOS BICAPA 15 kV												
AAAC						ACSR						
Calibre	Nombre clave	Nº de hilos	Diámetro total	Carga a la rotura	Masa total	Calibre	Nombre clave	Nº de hilos		Diámetro total	Carga a la rotura	Masa total
			mm	kgf	kg/km			AWG/kcmil	Alum	Acero	mm	kgf
77,47	Ames	7	15,0	1272	258	2	Sparrow	6	1	15,0	1293	290
123,3	Azusa	7	17,0	1399	352	1/0	Raven	6	1	17,0	1987	403
155,4	Anaheim	7	18,2	2445	414	2/0	Quail	6	1	18,2	2404	478
195,7	Amherst	7	20,0	3079	497	3/0	Pigeon	6	1	19,6	3003	573
246,9	Alliance (19)	19	21,6	3925	603	4/0	Penguin (20/1)	20	1	21,1	2916	689
312,80	Butte	19	23,1	4767	697	266,8	Waxwing	18	1	22,2	3121	687
394,5	Canton	19	25,0	6013	839	336,4	Merlin	18	1	24,1	3937	829
465,4	Cairo	19	26,5	7092	963	397,6	Chickadee	18	1	25,5	4509	951
559,50	Darien	19	29,0	8527	1143	477	Pelican	18	1	27,3	5352	1112

Fuente (CER-PROD-016-028-12A.pdf, n.d.)

Tabla 72 Cable para baja tensión.

Cable Múltiple					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
		mm	kg/km	A		AWG							
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
Belgian	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

Fuente (Cables para Instrumentación y Control.pdf, n.d.)

Tabla 73 Cable para baja tensión.

Cable Múltiplex					Conductor(es) de Fase							3. Conductor Neutro Portante AAAC 7 Hilos	
					1. Conductor				2. Aislamiento				
Código	Descripción	Diámetro Total Aprox mm	Peso Total Aprox kg/km	Capacidad de Corriente (+) A	No	Calibre	No Hilos	Diámetro mm	Resistencia DC a 20°C Ohm/km	Espesor		Calibre Kcmil	Carga de Rotura Kg-f
						AWG				mm	mm		
Gammarus	TPX 2x1/0+123,3 AAAC	25,0	588	205	2	1/0	7	9,08	0,537	1,52	12,2	123,3	1941
Heeler	DPX 1x1/0+123,3 AAAC	22,4	373	205	1								
Leda	TPX 2x1/0+123,3 AAAC	25,2	580	205	2	1/0	19	9,18	0,537	1,52	12,3		
Shetland	CPX3x1/0+123,3 AAAC	33,0	784	180	3							77,47	1272
Sandcrab	TPX 2x1/0+77,47 AAAC	24,5	523	205	2	1/0	7	9,08	0,537	1,52	12,2		
Echinus	TPX 2x1/0+77,47 AAAC	24,7	516	205	2	1/0	19	9,18	0,537	1,52	12,3		
Dungense	TPX 2x2/0+155,4 AAAC	27,5	725	235	2	2/0	7	10,1	0,426	1,52	13,3	155,4	2444
Cyclops	TPX 2x2/0+155,4 AAAC	27,7	716	235	2								
Thoroughbred	CPX3x2/0+155,4 AAAC	36,1	964	205	3	2/0	19	10,3	0,426	1,52	13,5		
Flustra	TPX 2x3/0+195,7 AAAC	30,5	885	270	2							195,7	3077
Trotter	CPX3x3/0+195,7 AAAC	39,6	1189	235	3	3/0	19	11,6	0,34	1,52	14,7		
Fulgur	TPX 2x3/0+123,3 AAAC	29,5	783	270	2								
Lepas	TPX 2x4/0+246,9 AAAC	33,6	1097	315	2							246,9	3882
Walking	CPX3x4/0+246,9 AAAC	43,6	1472	275	3	4/0	19	13,00	0,27	1,52	16,2		
Arca	TPX 2x4/0+155,4 AAAC	33,0	968	315	2								

Fuente.(Cables para Instrumentacion y Control.pdf, n.d.)



Figura 18 Apoyo 19 del circuito 1T03041 .Fuente (propia)

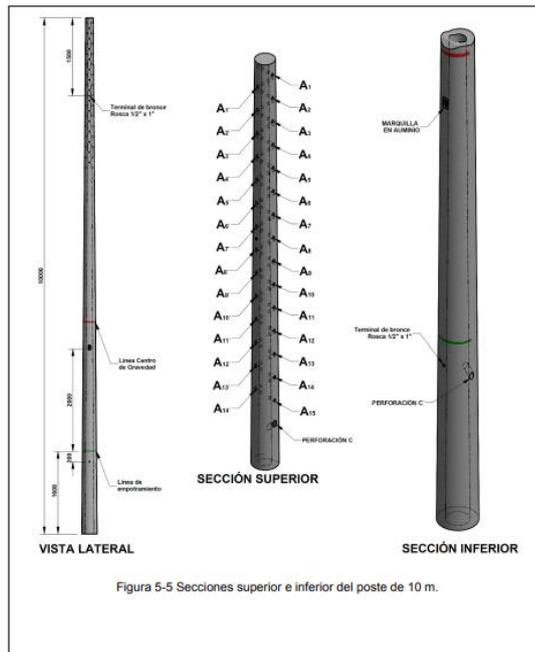


Figura 19 Poste de concreto de 8m.
Fuente(Concreto, 2009)

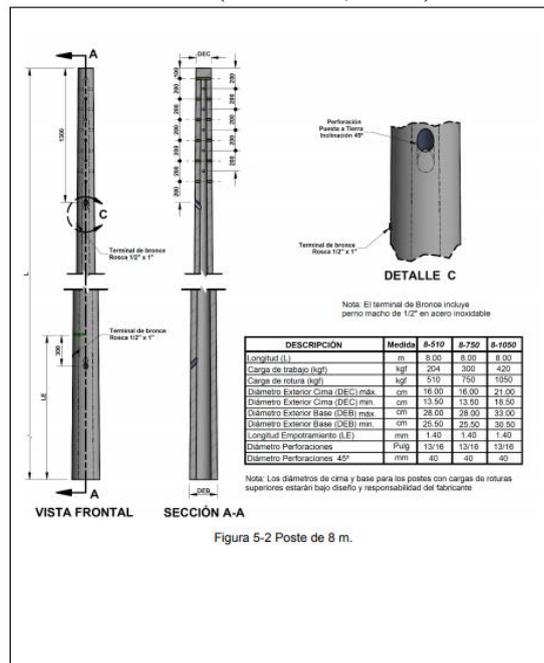


Figura 20 Poste de 8m con cargas de rotura y sus respectivos diámetros.
Fuente(Concreto, 2009)

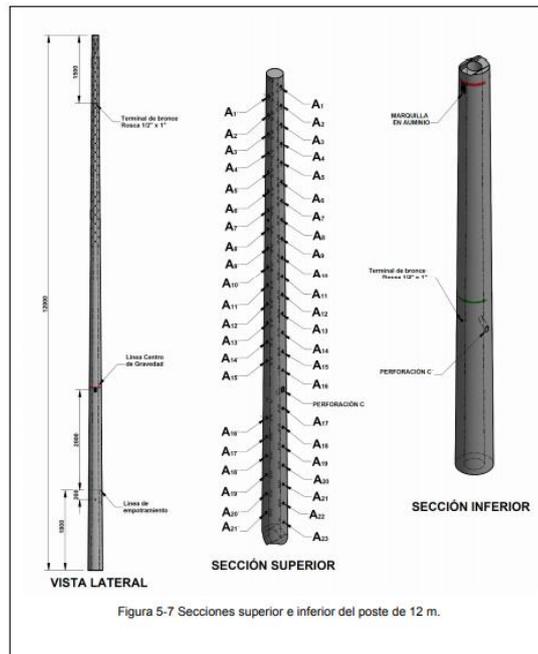


Figura 21 Poste de concreto de 12m Fuente.(Concreto, 2009)

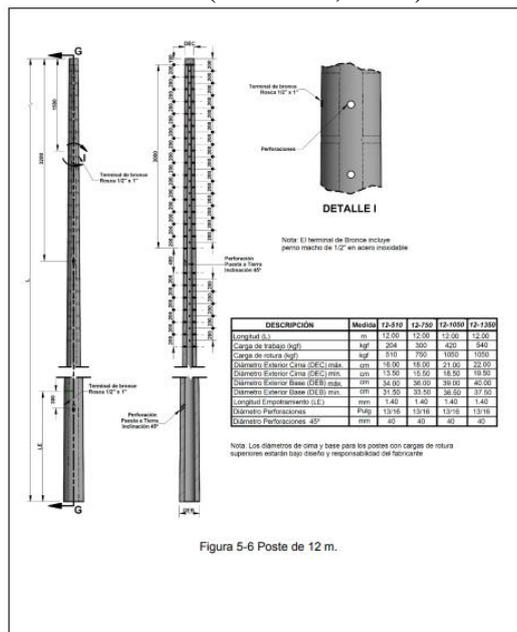


Figura 22 Poste de 12m con cargas de rotura y sus respectivos diámetros. Fuente(Concreto, 2009)

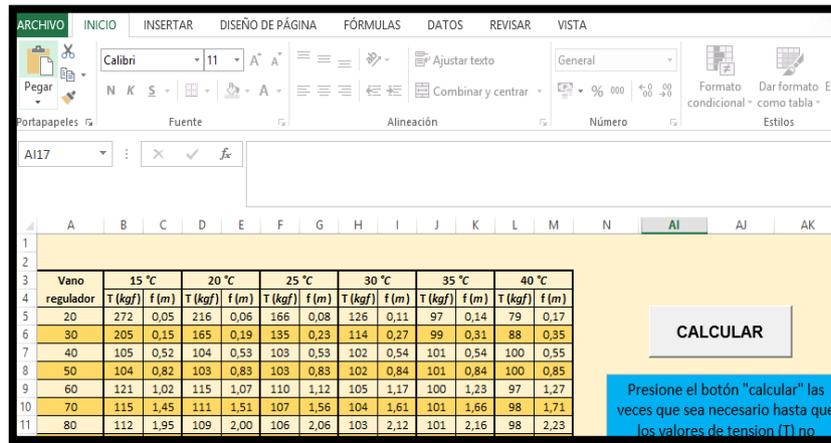


Figura 23 Plantilla de Excel donde se calculó el tendido del cable en este proyecto.
Fuente (Propia)

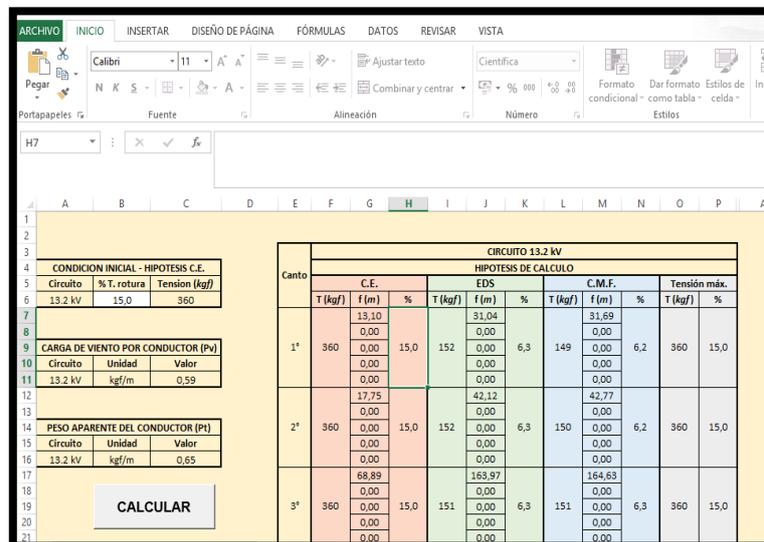


Figura 24 Plantilla de Excel donde se calculó la tensión en la C.E, EDS, C.M.F.
Fuente. (Propia)



Figura 25 Apoyo 21 prados del este.
Fuente (Propia)



Figura 26 Apoyo 8 prados del este.
Fuente (propia)



Figura 27 Transformador del circuito 1T030.
Fuente (Propia)

Tabla 74 Tipo de fusibles aplicables a transformadores de distribución

Fusible de Media Tensión					
TRANSFORMADOR	Potencia (KVA)	Corriente		Fusible	Tipo
		Nominal MT	Nominal BT		
Monofásico 13.2 kV	5	0,379	20,833	1	H
	10	0,758	41,667	1	H
	15	1,136	62,500	1	H
	25	1,894	104,167	2	H
	37,5	2,841	156,250	3	H
	50	3,788	208,333	3	H
	75	5,682	312,500	6	H
Trifásico 13.2 kV	30	1,312	78,732	2	H
	45	1,968	118,098	3	H
	75	3,280	196,830	6	H
	112,5	4,921	295,245	8	H

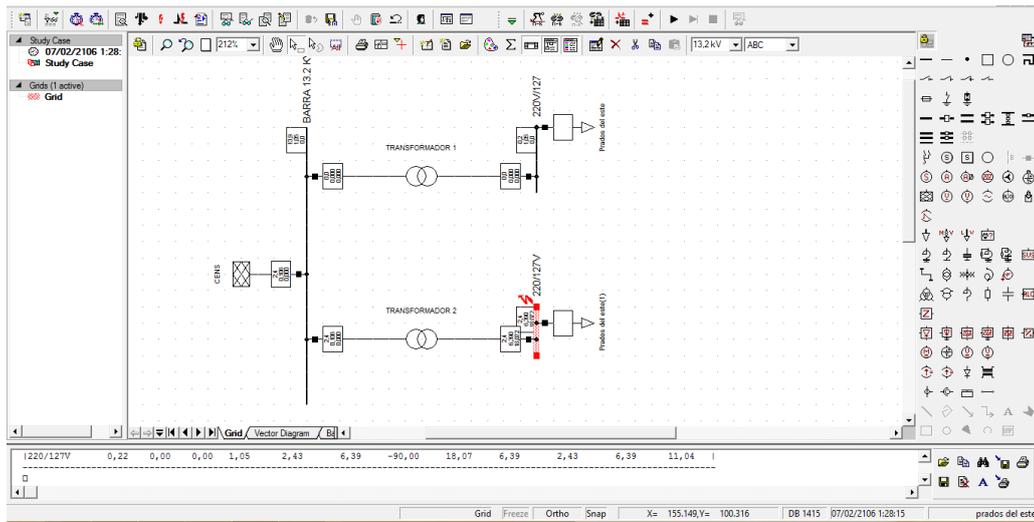


Figura 28 Cortocircuito en transformador de 45KVA Fuente (propia)

HG.xlsx - Excel

Y26

	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R	S	T	U	V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD
19																									
20	DESCRIPCION	UND	P16.BT. 8X30.90	P17.BT. 8X19.00	P18.BT. 12X19.00 711/627	P19.BT. 8X30.90	P20.BT. 8X30.90	P21.BT. 8X30.90	P22.BT(627) 8X30.90	P23.BT. 8X30.90	P24.BT. 8X30.90	P25.BT. 8X30.90	P26.BT. 12X7.50	P27.BT. 8X30.90	P28.BT. 12X7.50	P29.BT. 8X30.90	P30.BT. 12X19.00	C.C. CABLE BT.	P35.BT. EXT 627	P31.BT. 110.30.37	P32.BT. 8X30.90	P33A.BT. 12X19.00 711/627	P34.BT. 8X30.90	P22	P23
21																									
22	ABERTURA DE HOYO PARA HINCAR POSTE CONCRETO DE 12 METROS	und																							
23	ABERTURA DE HOYO PARA HINCAR POSTE CONCRETO DE 14 METROS	und																							
24	ABERTURA DE HOYO PARA HINCAR POSTE CONCRETO DE 16 METROS	und																							
25	ABERTURA DE HOYO, CARGUE Y DESCARGUE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE CONCRETO DE 12 METROS (INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN).	und			1								1		1		1					1			
26	GRADO DE DIFICULTAD BAJO																								
27	ABERTURA DE HOYO, CARGUE Y DESCARGUE, HINCADA, APLOMADA Y APISONADA DE POSTE DE CONCRETO DE 12 METROS (INCLUYE TRANSPORTE Y ACERCAMIENTO HASTA EL SITIO DE INSTALACIÓN).	und																							

Resumen Hoja1 Hoja2 Hoja3 T1 1T03041 75 KVA PRADOS 2. 3.

LISTO

Figura 29 proceso para el presupuesto de obra en plantilla Excel Fuente (propia)