

	GESTIÓN DE SERVICIOS ACADÉMICOS Y BIBLIOTECARIOS		CÓDIGO	FO-GS-15
	ESQUEMA HOJA DE RESUMEN		VERSIÓN	02
			FECHA	03/04/2017
			PÁGINA	1 de 1
ELABORÓ		REVISÓ	APROBÓ	
Jefe División de Biblioteca		Equipo Operativo de Calidad	Líder de Calidad	

RESUMEN TRABAJO DE GRADO

AUTOR(ES): NOMBRES Y APELLIDOS COMPLETOS

NOMBRE(S): DUVERLIS APELLIDOS: DE HOYOS MEDINA

NOMBRE(S): _____ APELLIDOS: _____

FACULTAD: INGENIERÍAS

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

DIRECTOR:

NOMBRE(S): RONI MAURICIO APELLIDOS: JAYA CAMACHO

TÍTULO DEL TRABAJO (TESIS): DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA DE LA PLANTA DE COQUIZACIÓN CT2 UBICADA EN LA VEREDA SANTA CECILIA VÍA SAN FAUSTINO CÚCUTA, NORTE DE SANTANDER.

La presente investigación se basó en diseñar el sistema eléctrico para la ampliación de carga de la planta de Coquización CT2 ubicada en la vereda Santa Cecilia vía San Faustino Cúcuta, Norte de Santander, esta planta es de propiedad de la empresa EXCOMIN S.A.S. la cual planea ampliar su carga actual de 150KVA a 500KVA, según características de la carga requerida para el desarrollo de sus actividades futura, siendo IEMAC J&H S.A.S el contratista encargado del diseño y la construcción del sistema eléctrico. Por lo cual se concluye, que el transformador solicitado por la empresa Excomin CT2 de 500 KVA cumple con la demanda de cargas máximas dadas por la recolección de toda la información necesaria teniendo en cuenta la potencia del transformador existente de 150 KVA el cual continuara en funcionamiento, también se seleccionó un transformador PAD MOUTED debido a las condiciones del ambiente el cual es corrosivo y estos transformadores vienen tipo encapsulados dando más vida útil.

PALABRAS CLAVES: Sistema eléctrico, planta de coquización, transformador, red eléctrica.

CARACTERÍSTICAS:

PÁGINAS: 81 PLANOS: _____ ILUSTRACIONES: ___ CD ROOM: _____

*Copia No controlada**

DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA DE LA
PLANTA DE COQUIZACIÓN CT2 UBICADA EN LA VEREDA SANTA CECILIA VÍA
SAN FAUSTINO CÚCUTA, NORTE DE SANTANDER

DUVERLIS DE HOYOS MEDINA

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
CÚCUTA
2022

DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA DE LA
PLANTA DE COQUIZACIÓN CT2 UBICADA EN LA VEREDA SANTA CECILIA VÍA
SAN FAUSTINO CÚCUTA, NORTE DE SANTANDER

DUVERLIS DE HOYOS MEDINA

Proyecto de grado presentado como requisito para optar el título de Ingeniero
Electromecánico.

Director(a)

RONI MAURICIO JAYA CAMACHO

Ingeniero Electromecánico

UNIVERSIDAD FRANCISCO DE PAULA SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA
PLAN DE ESTUDIOS DE INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA
CÚCUTA

2022

**ACTA DE SUSTENTACIÓN PROYECTO DE GRADO
MODALIDAD TRABAJO DIRIGIDO**

FECHA: 9 de junio del 2022

HORA: 04:00 p.m

LUGAR: Sala Virtual Vicerrectoría de Investigación y Extensión

PLAN DE ESTUDIOS: INGENIERÍA ELECTROMECAÁNICA

TITULO DEL TRABAJO DE GRADO: "DISEÑO DEL SISTEMA ELÉCTRICO PARA LA AMPLIACIÓN DE CARGA DE LA PLANTA DE COQUIZACIÓN CT2 UBICADA EN LA VEREDA SANTA CECILIA VÍA SAN FAUSTINO CÚCUTA, NORTE DE SANTANDER".

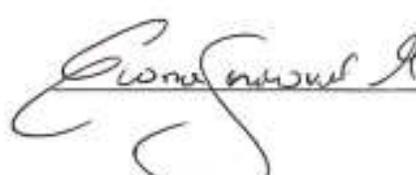
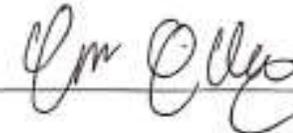
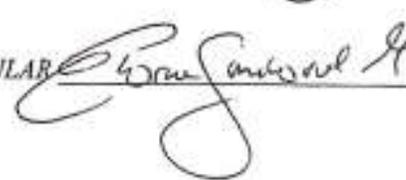
JURADOS: Mg: GLORIA ESMERALDA SANDOVAL MARTÍNEZ
Mg: GERMAN ENRIQUE GALLEGU RODRÍGUEZ

DIRECTOR: Ing: RONI MAURICIO JAYA CAMACHO

APROBADA

NOMBRE DEL ESTUDIANTE:	CÓDIGO	CALIFICACION
DUVERLIS DE HOYOS MEDINA	1090947	4.0

FIRMA DE LOS JURADOS:



VOBO. COORDINADOR COMITÉ CURRICULAR 
Nagaria Cú.

Resumen

La presente investigación se basó en diseñar el sistema eléctrico para la ampliación de carga de la planta de Coquización CT2 ubicada en la vereda Santa Cecilia vía San Faustino Cúcuta, Norte de Santander, esta planta es de propiedad de la empresa EXCOMIN S.A.S. la cual planea ampliar su carga actual de 150KVA a 500KVA, según características de la carga requerida para el desarrollo de sus actividades futura, siendo IEMAC J&H S.A.S el contratista encargado del diseño y la construcción del sistema eléctrico. Por lo cual se concluye, que el transformador solicitado por la empresa Excomin CT2 de 500 KVA cumple con la demanda de cargas máximas dadas por la recolección de toda la información necesaria teniendo en cuenta la potencia del transformador existente de 150 KVA el cual continuara en funcionamiento, también se seleccionó un transformador PAD MOUTED debido a las condiciones del ambiente el cual es corrosivo y estos transformadores vienen tipo encapsulados dando más vida útil.

Palabras claves: Sistema eléctrico, planta de coquización, transformador, red eléctrica.

Abstract

This research was based on designing the electrical system for the load expansion of the CT2 coking plant located in the Santa Cecilia village via San Faustino Cúcuta, Norte de Santander, this plant is owned by the company EXCOMIN S.A.S. which plans to expand its current load from 150KVA to 500KVA, according to the characteristics of the load required for the development of its future activities, being IEMAC J&H S.A.S the contractor in charge of the design and construction of the electrical system. Therefore it is concluded that the transformer requested by the company Excomin CT2 of 500 KVA meets the demand of maximum loads given by the collection of all necessary information taking into account the power of the existing transformer of 150 KVA which will continue in operation, also a PAD MOUTED transformer was selected due to the conditions of the environment which is corrosive and these transformers come encapsulated type giving more useful life.

Keywords: Electrical system, coking plant, transformer, electrical network.

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción	15
1. Problema	16
1.1 Título	16
1.2 Planteamiento del problema	16
1.3 Objetivos	16
1.3.1 Objetivo general	16
1.3.2 Objetivos específicos	16
1.4 Formulación del problema	17
1.5 Justificación	17
1.6 Delimitaciones y limitaciones	17
1.6.1 Delimitaciones	17
1.6.2 Limitaciones	17
1.7 Alcances	18
2. Referentes Teóricos	19
2.1 Antecedentes	19
2.1.1 Antecedentes internacionales	19
2.1.2 Antecedentes nacionales	20
2.1.3 Antecedentes regionales	21

2.2 Marco teórico	22
2.2.1 Sistema de red media tensión	22
2.2.2 Clasificación de los sistemas de media tensión	23
2.2.3 Subestación Eléctrica	24
2.2.4 Clasificación de las subestaciones	25
2.2.5 Principales elementos de las subestaciones	28
2.2.6 Equipo de Patio	29
2.2.7 Transformador de potencia	29
2.2.8 Autotransformador	29
2.2.9 Transformador de tres devanados o tridevanado	30
2.2.10 Interruptor de potencia	30
2.2.11 Transformador de corriente o de protección	31
2.2.12 Transformador de potencial o de medida	31
2.2.13 Seccionador	32
2.2.14 Pararrayos	32
2.2.15 Enclavamientos	32
2.2.16 Enclavamiento mecánico	33
2.2.17 Enclavamiento eléctrico	33
2.2.18 Equipos de tablero	33
2.3 Marco legal	34

2.3.1 Constitución Política de Colombia (1991)	34
2.3.2 Ley 1474 (2011)	34
2.3.3 Ley 842 (2003)	34
2.3.4 Norma CENS: Redes de distribución de energía eléctrica en MT y BT	35
2.3.5 RETIE 2013 – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas	35
2.3.6 NTC 2050 – Código Eléctrico Colombiano	35
3. Metodología	36
3.1 Tipo y diseño de investigación	36
3.2 Actividades y metodología	37
4. Desarrollo del proyecto	40
4.1 Recolección de información de las cargas eléctricas requeridas para la ampliación de la producción, así como la ubicación de la nueva infraestructura	40
4.2 Establecimiento del tipo de subestación requerida, su capacidad y diseño general de la misma	43
4.3 Cálculo y coordinación de protecciones	47
4.3.1 Cálculo de Corrientes	47
4.3.2 Sistema de puesta a tierra	50
4.3.3 Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra	51
4.3.4 Análisis de protección contra rayos	55
4.3.5 Cálculo mecánico de estructuras.	59

4.3.6 Análisis de coordinación de aislamiento.	59
4.4 Establecer el diseño de la red eléctrica de media tensión y su respectiva ubicación	60
4.4.1 Cálculos de regulación y pérdidas de potencia	61
4.5 Definir un presupuesto para la ejecución del proyecto	69
4.5.1 Listado de acciones y tareas	69
5. Conclusiones	74
Referencias Bibliográficas	75
Anexos	79

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Coordenadas puntos de postes en plano	41
Tabla 2. Listado de estructuras	43
Tabla 3. Tabla de opciones de transformadores	45
Tabla 4. Características de transformado	46
Tabla 5. Partes del transformador	47
Tabla 6. Datos de cálculo del transformador	48
Tabla 7. Costos sistema de red	71
Tabla 8. Costos de subestación	72
Tabla 9. Costos externos	72
Tabla 10. Costos de materiales	73
Tabla 11. Presupuesto proyecto	73

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Cuadro de Cargas CT2 C.I. Excomin S.A.S	42
Figura 2. Partes del transformador	46
Figura 3. Curva característica fusible tipo K	48
Figura 4. Curva característica de fusible tipo H	49
Figura 5. Curvas características para selección de interruptores B.T	50
Figura 6. Malla de sistema de puesta a tierra diseñado	53
Figura 7. Circuito equivalente	54
Figura 8. Índice de riesgos por rayo	57
Figura 9. Índice de gravedad	57
Figura 10. Matriz de riesgo	57
Figura 11. Cálculo de riesgo desde aplicaciones tecnológicas	58
Figura 12. Cálculo de riesgo desde aplicaciones tecnológicas	59
Figura 13. Plano planta CT2	60
Figura 14. Plano planta, nuevo diseño de distribución de red M.T	61
Figura 15. Regulación de la red	61
Figura 16. Regulación de caída de tensión	62
Figura 17. Límites de regulación de voltaje	64
Figura 18. Estructura RH-231	65
Figura 19. Listado de materiales de RH 231	66
Figura 20. Estructura 550	67
Figura 21. Listado de materiales de 550	67

Figura 22. Estructura CENS 730	68
Figura 23. Listado de materiales de estructura 730	68

Lista de Anexos

	Pág.
Anexo 1. Plano proyectado	80
Anexo 2. Red proyectada	81

Introducción

Las ampliaciones de carga en plantas de procesos industriales son muy comunes, a medida que pasa el tiempo, la administración de las empresas industriales observan la necesidad de expansión, con el objetivo de obtener mayor producción, sin embargo, expandir la capacidad de producción, genera el uso de mayor cantidad de equipos e infraestructura, por lo que la ampliación de carga eléctrica se hace estrictamente necesaria para dar apoyo a dicha infraestructura.

Actualmente, la planta de coquización CT2, de propiedad de la empresa EXCOMIN S.A.S. planea ampliar su carga actual de 150KVA a 500KVA, según características de la carga requerida para el desarrollo de sus actividades futura, siendo IEMAC J&H S.A.S el contratista encargado del diseño y la construcción del sistema eléctrico.

1. Problema

1.1 Título

Diseño del sistema eléctrico para la ampliación de carga de la planta de coquización CT2 ubicada en la vereda Santa Cecilia vía San Faustino Cúcuta, Norte de Santander.

1.2 Planteamiento del problema

Actualmente, la planta CT2 cuenta con un sistema de transformación eléctrica de MT a BT de 150KVA, según requerimientos del cliente, desean instalar una subestación de 500KVA, sin embargo, debido a que deben instalar hornos de coquización, deben realizar la eliminación de un tramo de red existente de MT e instalarlo en otra zona de la planta. Actualmente, es requerido el análisis de cargas del proyecto para la verificación de que realmente se necesitan 500KVA, se requiere realizar el diseño de la nueva red de MT.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general. Diseñar el sistema eléctrico para la ampliación de carga de la planta CT2 de la empresa EXCOMIN S.A.S. ubicada en la vereda Santa Cecilia vía San Faustino Cúcuta Norte de Santander.

1.3.2 Objetivos específicos. Recolectar información de las cargas eléctricas requeridas para la ampliación de la producción, así como la ubicación de la nueva infraestructura.

Establecer el tipo de subestación requerida, su capacidad y diseño general de la misma.

Establecer el diseño de la red eléctrica de media tensión y su respectiva ubicación.

Definir un presupuesto para la ejecución del proyecto.

1.4 Formulación del problema

¿Cuál sería el diseño eléctrico requerido para la ampliación de carga para la planta CT2 de propiedad de EXCOMIN S.A.S.?

1.5 Justificación

Con la realización de este proyecto del diseño de la red de media tensión y la subestación de 500KVA, se busca soportar desde el punto de ingeniería las características del sistema que permita las condiciones requeridas y facilidades futuras para el suministro de energía eléctrica, así como la mejor ubicación que para los elementos del sistema eléctrico en la empresa EXCOMINS enfocados a la seguridad del personal y eliminación de riesgos para operadores y equipos, para esto se proyecta la nueva ubicación del sistema de red de media tensión lo que permitirá la optimización del espacio dentro de la empresa en donde se está desarrollando el proyecto, mejorar la disponibilidad futura con respecto al sistema de suministro eléctrico y estabilización del servicio de energía para aumentar la vida útil de los equipos.

1.6 Delimitaciones y limitaciones

1.6.1 Delimitaciones. Espacial. Universidad Francisco de Paula Santander, Departamento de Electricidad y Electrónica. Oficinas IEMAC J&H S.A.S. Instalaciones de la planta CT2 EXCOMIN SAS

1.6.2 Limitaciones. Una de las limitaciones más importantes es la conceptualización de los requerimientos del operador de red, ya que depende del mismo el punto estratégico de conexión de la nueva red.

1.7 Alcances

Se establece como alcance del presente proyecto el diseño de la subestación eléctrica, el diseño del nuevo tramo de la red de media tensión.

2. Referentes Teóricos

2.1 Antecedentes

2.1.1 Antecedentes internacionales. En el ámbito Internacional Gonzales (2006) realizo en Guatemala en la Universidad de San Carlos de Guatemala una investigación denominada “*Ubicación de subestaciones por medio de densidad de carga*”. La cual presenta como objetivo primordial la determinación de un modelo matemático para la" ubicación de subestaciones de distribución eléctrica por medio de densidades de carga. La investigación ante mencionada brinda un modelo matemático que puede ser aplicado para la determinación de la ubicación más idónea de la subestación por lo cual es de importancia para el proyecto que se está desarrollando en esta investigación.

En el mismo ámbito internacional, Saraccini (2016), realizó una investigación en Guatemala en la universidad de san Carlos de Guatemala denominada “*Requerimientos para la implementación de la automatización y control de mantenimiento preventivo de equipo de potencia, por medio de termografías en subestaciones del sistema central, inde*” La cual presenta como objetivo primordial el identificar la mejor manera de mejorar la confiabilidad de la transmisión de la energía eléctrica de las subestaciones del sistema central.

La investigación anteriormente mencionada brinda una manera de establecer confiabilidad de la distribución de la energía eléctrica desde una subestación, lo cual es de suma importancia para el proyecto que se desea desarrollar debido que es de interés el buen manejo de la energía eléctrica que es suministrada por la empresa prestadora de servicio debido que disminuye las pérdidas ocasionadas en la transmisión de la distribución de la energía eléctrica y por ende en el

rendimiento del costo beneficio en la cancelación y utilización de elemento fundamental para cualquier empresa como lo es la electricidad.

2.1.2 Antecedentes nacionales. En el ámbito nacional, Patiño (2012) realizó una investigación en la universidad Autónoma de occidente denominada “*Dimensionamiento de subestaciones de alta tensión*”. Cuyo objetivo primordial es diseñar una aplicación informática en Microsoft Office Access que permita a los ingenieros del Departamento de Diseños de GERS realizar el dimensionamiento de subestaciones eléctricas tipo intermedia de alta tensión ($57.5 \leq V \leq 230$ kV), en períodos de tiempo más cortos que los empleados actualmente. Se destaca la utilización del software para la realización de los cálculos tanto del dimensionamiento de la subestación como el de los componentes de la misma, aplican teoría de últimas generaciones en el desarrollo del proyecto.

La investigación antes mencionada expone herramientas de sumo interés para la elaboración de este proyecto en vista que muestra el dimensionamiento de las subestaciones como la aplicación de un software para el desarrollo de los cálculos requeridos en el diseño de una subestación, igualmente expone las técnicas del manejo y diseño de las subestaciones de alta tensión lo es de gran aplicabilidad al diseño que se desea realizar en el proyecto que se está elaborando.

En el ámbito nacional, López y Rey (2019) desarrollaron en Bogotá Colombia una investigación en la Universidad Distrital Francisco José de Caldas denominada “*Análisis de la normativa para el diseño de subestaciones en MT*”. El principal objetivo de esta investigación lleva a cabo un protocolo puntual a seguir para que los procesos de elaboración, diseño e implementación de subestaciones en media tensión tipo local serie 3 sean óptimos para obtener la

aprobación ante Codensa S.A. S.E.P; cumpliendo la normatividad vigente, con el adicional de puede ser aplicable para la solicitud ante cualquier red prestadora, este protocolo se hará preciso para todos los casos en donde se requiera instalar una subestación eléctrica local nueva, encapsulada, subterránea o pedestal.

La investigación antes mencionada brinda al proyecto que se quiere realizar las herramientas necesarias en cuanto a normativas establecidas en Colombia en el ámbito del diseño, desarrollo y cálculos de las subestaciones de media tensión, lo cual es uno de los objetivos previsto en el desarrollo de esta investigación, igualmente presenta las normas a seguir para la solicitud de ampliación de carga y traslado de subestación dentro de las dimensiones de una organización en donde se requiera este tipo de actividad, siendo lo anteriormente expuesto otro de los objetivos del presente proyecto.

2.1.3 Antecedentes regionales. En el ámbito regional, Ibarra (2018) realizó en Cúcuta Norte de Santander Colombia una investigación en la Universidad Libre Seccional Cúcuta una investigación denominada *“Propuesta de una metodología que permita optimizar el uso de los recursos asociados al plan de mantenimiento de la subestación la ínsula de la empresa centrales eléctricas de Norte de Santander”*. La cual presenta como objetivo principal enmarcar los procedimientos y criterios asociados con la estructuración de la metodología más adecuada para llevar a cabo el mantenimiento preventivo sobre los diferentes equipos de la subestación eléctrica la Ínsula en la ciudad de Cúcuta.

La investigación antes mencionada brinda un esquema de las subestaciones que están en funcionamiento en estos momentos en el Norte de Santander la metodología de diseño y la estructura de mantenimiento que se le debe dar a este tipo de subestaciones, por lo que es de gran

importancia en el desarrollo de este proyecto debido que muestra las subestaciones más utilizadas y el diseño que presenta sirviendo esto como guía en el desarrollo del presente proyecto.

2.2 Marco teórico

2.2.1 Sistema de red media tensión. Los sistemas de red de media tensión son los encargados de llevar la energía eléctrica desde las subestaciones eléctricas hasta los puntos de consumo, para su utilización en este sentido Blanco (2011). Los define como aquellos sistemas de red eléctrica que se encargan del suministro de la energía al punto de consumo final para realizar algún trabajo, mediante la transmisión haciendo la transferencia mediante los sistemas de transmisión desde las subestaciones. El sistema de distribución se divide en dos partes: redes de media tensión, que son las que operan a tensiones menores o iguales a 34.5kV y redes de baja tensión, que son las que operan a tensiones menores o iguales a 1000V. Los sistemas de red de media tensión son los encargados del manejo y estabilización de los voltajes eléctricos.

Para Gonzales et al (2015) los sistemas de distribución de la energía eléctrica son aquellos que se encargan de la transmisión de la energía eléctrica que requiere una carga en un determinado punto para su utilización en la ejecución de alguna labor, los sistemas de distribución están conformadas por dos sistemas el de media tensión encargado del traslado y manejo de valores de voltajes alrededor 35 KV. Los sistemas de media tensión son los encargados generalmente de la transmisión de la energía hacia los puntos de recesión de las empresas o cualquier otro ente que lo requiera.

2.2.2 Clasificación de los sistemas de media tensión. Los sistemas de tensión son parte crucial de la red eléctrica los cuales brindan la posibilidad de la transmisión y traslado de la energía eléctrica desde el punto en donde es generada hasta el sitio donde se necesita para su utilización. Para Ramírez (2004), los sistemas de media tensión se clasifican de la siguiente manera.

- Líneas aéreas
- Líneas subterráneas
- Líneas mixtas (unos tramos aéreos u otros subterráneos)

Líneas aéreas. Las líneas aéreas son líneas de distribución de energía eléctrica la disposición de los conductores está por encima de la disposición del suelo, es decir están por encima del nivel del suelo. Los conductores deben ser dispuestos a la distancia mínima de seguridad la cual es establecida en el reglamento vigente, para la instalación de estos sistemas se utilizan apoyos, pudiendo ser estos de acero, hormigón o madera. Los cuales son utilizados como medio de apoyo igualmente se utilizan otros soportes entre los cuales se encuentran las crucetas que se disponen en posición horizontal en las cuales se disponen los herrajes y otros elementos que son los encargados de sostener y mantener los conductores en su posición. Para la elaboración de estos sistemas se utilizan conductores de tipo desnudos o aislados, los desnudos son aquellos en donde el conductor es metálico en su parte exterior y no lleva ningún material aislante, y aislado es aquel que posee una cubierta exterior que protege de posibles descargas por contacto. (Ramírez 2004).

Líneas subterráneas. Las líneas subterráneas son aquellas en donde la disposición del conductor va situado por debajo del nivel del suelo de manera empotrada. Se debe tener en

cuenta que los costos que se deben invertir en este tipo de sistemas es mayor al de las líneas aéreas, la instalación y mantenimiento que se le debe realizar a este tipo de sistema es bastante laborioso debido a que es necesario ejecutar la construcción de zanjas, señalización, conductores especiales, la ventaja más notable de este sistema es que brinda una mayor seguridad en cuanto a riesgo eléctrico, igualmente no interrumpe la disposición de espacio que se encuentra en el lugar en donde se requiera su instalación. Dadas estas características la instalación de líneas subterráneas se reserva para instalaciones en ciudades o centros industriales, mientras que las líneas aéreas son más utilizadas en zonas abiertas fuera de los núcleos urbanos o rodeando a éstos. Las líneas subterráneas pueden ser instaladas de tres maneras, directamente enterrados, bajo un tubo o conducto, en galerías de servicios (Peren, 2009).

Líneas Mixtas. Las líneas mixtas son sistemas de red de media tensión en donde se utiliza en algunos tramos la instalación de líneas aéreas y en otros tramos se realiza la instalación de líneas subterráneas generalmente esto sucede por disposición del terreno en donde debe pasar o el nivel de seguridad que se debe tener en alguna determinada aérea, debido que en los sitios en donde exista una gran concentración de población es recomendable utilizar líneas de eléctricas subterráneas por brindar más seguridad con respecto a cualquier eventualidad de riesgo eléctrico. (Fayos, 2009).

2.2.3 Subestación Eléctrica. Las subestaciones eléctricas son definidas como uno de los elementos primordiales que intervienen en el proceso de generación, Transmisión y distribución de energía eléctrica. Una subestación eléctrica está conformada por un conjunto de elementos o dispositivos que permiten modificar las características de energía eléctrica en cuanto a los niveles de tensión, corriente, frecuencia que presenta la energía eléctrica, los tipos corriente que

se manipulan en una sub estación eléctrica son corriente alterna y corriente directa, igualmente, solamente puede ser conservada dentro de las características que se desee (Alvarado, 2017). En el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas en Colombia (RETIE), una subestación es definida como “una subestación eléctrica es un conjunto único de instalaciones, equipos eléctricos y obras complementarias, destinado a la transferencia de energía eléctrica, mediante la transformación de potencia”.

Las subestaciones son utilizadas e implementadas con el fin de facilitar la distribución y el transporte de la energía eléctrica, generalmente las subestaciones son utilizadas, con el fin de modificar y establecer los niveles de tensión de una infraestructura eléctrica los cuales son definidos por la demanda de la carga requerida en un sistema eléctrico. La parte principal en una subestación es el transformador. En el mismo RETIE, hace mención en que existe un tipo de subestación eléctrica, que por lo general es la más grande e importante y se le denomina elevadora que está situada en las inmediaciones de las centrales generadoras de energía eléctrica, y su función es elevar el nivel de tensión, hasta 115, 230 o 500 kV antes de entregar la energía a la red de transporte.

2.2.4 Clasificación de las subestaciones. Entre las subestaciones más utilizadas se pueden encontrar las siguientes:

- Sub estaciones aéreas
- Subestación de distribución tipo poste
- Subestación tipo patio
- Subestaciones capsulada tipo interior
- Subestación pedestal

- Subestación subterránea

Subestaciones aéreas. La subestación aérea es un tipo poste la cual es empleada primordialmente en zonas rurales, y urbanas, con el fin de prestar el servicio a usuarios industriales o residenciales para satisfacer la carga que demanda. La subestación aérea está conformada por un transformador de distribución, acompañado de su respectiva protección contra sobretensión DST (Descargadores de sobretensión) y protección contra sobrecorrientes (cortacircuitos), como también de algunos accesorios indispensables para su montaje como apoyos, aisladores y herrajes. Los transformadores utilizados en este tipo de subestación pueden ser monofásicos o trifásicos y los fabricantes ofrecen transformadores de distribución con potencias nominales normalizadas que no exceden los 150 kVA, cuando la potencia nominal excede los 112.5 kVA o el peso del transformador sobrepasa los 650kg, se requiere utilizar para su instalación una estructura tipo H. La estructura tipo H se compone de dos apoyos (postes) (Mujal, 2002).

Subestación de distribución tipo poste. Cuando es empleada este tipo de subestación se pretende realizar un sistema que ejecute dos funciones a la vez las cuales corresponde a la transformación y distribución de energía, de un nivel tensión a uno más manejable en el sistema en donde se requiere nivel de tensión requerido, mediante la disposición de un transformador trifásico de aceite en piso con potencia alrededor de da la carga requerida, también con transformadores de corriente para las protecciones y transformadores de potencial para la medida en el sistema de eléctrico, reconectores, pararrayos, cuchillas reconectoras, un transformador bifásico de para servicios auxiliares y sus respectivas derivaciones a tierra, entre otros (Abreu & Otero, 2018).

Subestación tipo Patio. La utilización de este tipo de subestación tipo patio de alta tensión, la cual es implementada debido a la versatilidad de las relaciones de transformación que posee este tipo de sistema entre las cuales se destacan las siguientes 220 kV 115 kV 34,5 kV . Este tipo de subestación se caracteriza por sus equipos grandes soportados en estructuras metálicas galvanizadas o en concreto, muro para evitar la entrada de personas o animales, dado que hay elementos que están expuestos y energizados. Para un mayor grado de prevención a cualquier tipo de electrocución u otra situación adversa se colocan avisos alusivos a la seguridad y peligro que genera el sistema eléctrico (Flores 2019).

Subestaciones capsulada tipo interior. Las subestaciones o centros de transformación capsuladas, están constituidas por recinto en el cual se encuentran alojadas varias celdas, mediante una disposición específica, permitiendo que uno de estos elementos se disponga para la transformador de servicios auxiliares, Otro elemento es utilizado como equipo de protección y maniobra, para ser desarrollado en función del seccionador tripolar y los otros elementos constituyen el sitio de instalación de los disyuntores con su respectivo grupo de medida compuesto por los transformadores de potencial y de corriente. Generalmente en este tipo de subestaciones se constituyen mediante las celdas las cuales corresponden a los distintos elementos que componen las subestaciones capsuladas, el sitio más adecuado para la implementación de este tipo de sistema. Es en lugares en donde se pueda resguardar y brindar la protección y el aislamiento correspondiente en el sistema (Briceño 2006).

Subestación pedestal. La subestación pedestal o denominada en inglés como pad mounted lo cual hace referencia a una denominado de tipo jardín este tipo de subestación puede ser utilizada a la intemperie para sistemas que se dispongan al aire libre o al interior de edificios, es un

sistema recomendado el desarrollo de este elemento de red eléctrica para ser implementados en lugares con incidencia demográfica alta debido que es uno de los más seguros con respecto a la cercanía de personas.

La manera de instalar este sistema es sobre pedestal los transformadores con capacidad superior a 250kVA o 800 kg de peso, este tipo de subestaciones es implementadas en lugares en donde no es posible la construcción de otro tipo de subestación bien sea de tipo aéreas o cuando no existe disponibilidad de espacios para la instalación de una subestación de patio o capsulada. Se desarrolla mediante la conformación de un equipo seccionador-transformador, con bujes de alta tensión pre moldeados, conectados a codos desconectables bajo carga, bujes de parqueo, interruptor para operación bajo carga adosado al transformador y con caja de maniobra para entrada y salida del alimentador principal (Rondón et al., 2013).

Subestación subterránea. La subestación subterránea es utilizada por debajo del nivel del suelo mediante la utilización de andenes en zonas verdes o en lugares que cualquier actividad que se realice necesite la utilización de una subestación de este tipo, éstas se encuentran constituidas por dos bóvedas una para el transformador y otra para el seccionador de maniobras, las secciones se unen a través de un banco de ductos. El seccionador debe ser de tipo inundable de operación bajo carga de 200 A, debe contar con codos pre moldeados sin partes vivas expuestas, para la conexión de los terminales de media tensión (Byron, 2015).

2.2.5 Principales elementos de las subestaciones. Una subestación está conformada por un sin número de componentes y diferentes equipos que logran controlar, manejar y estabilizar la energía eléctrica para ser utilizada en las diferentes tareas en donde se requiera su aplicación. Unos elementos son más importantes que otros dentro del sistema de la subestación, pero todos

son necesarios debido que conforman la totalidad del sistema y por lo tanto todos se interrelacionan con un mismo objetivo. Para la delimitación de los principales elementos que conforman una subestación es importante realizar una clasificación en tres grupos los cuales son equipo de patio, equipo de tablero y servicios auxiliares (Albarado, 2017).

2.2.6 Equipo de Patio. Son todos aquellos elementos que se encuentran instalados generalmente a la intemperie y sobre estructuras ya sean metálicas o de concreto con el fin de realizar una labor predeterminada, estos elementos generalmente comprenden los sistemas de potencia se denominan equipos de patio. Entre los equipos que se disponen en el patio se encuentran transformador de Potencia, autotransformador, transformador de Corriente (TC), Transformador de Potencial (TP), Interruptor (I), Seccionador (S), Pararrayos (DSP) y Barrajes y estructuras (Albarado, 2017).

2.2.7 Transformador de potencia. Los transformadores se utilizan para cambiar el voltaje de un nivel a otro para lograr alcanzar valores que puedan ser más fácil el manejo, transmisión y distribución de la energía eléctrica, igualmente es utilizado para regulación del nivel de tensión, y para controlar el flujo de kilovoltios-amperios reactivos en el sistema de potencia. Los transformadores de potencia son instalados en subestaciones de transmisión y recepción de la energía eléctrica (Albarado, 2017).

2.2.8 Autotransformador. El autotransformador puede ser considerado simultáneamente como un caso particular del transformador o del bobinado con núcleo de hierro. Está constituido por un solo bobinado arrollado sobre el núcleo, el cual está conformado a su vez por de cuatro bornes, dos para cada circuito, esta es la causa que presenta puntos en común con el

transformador. Se debe tener en cuenta que Las corrientes primaria y secundaria están en oposición y la corriente total que circula por las espiras en común es igual a la diferencia de la corriente del devanado de baja tensión y el devanado de alta tensión. Para que un autotransformador funcione adecuadamente, los dos devanados deben tener el mismo sentido de bobinad. (Albarado, 2017).

2.2.9 Transformador de tres devanados o tridevanado. Es aquel en el que se incluye un tercer devanado por cada fase, se llaman también transformadores de circuitos o devanados múltiples. Debido a sus características presenta la ventaja más importante es la posibilidad de utilizar la conexión Y-Y (estrella-estrella) de los transformadores de dos devanados al tiempo que el terciario se conecta en delta. Lo que dispone que dicha conexión presente un grado de utilidad mayor (Albarado, 2017).

2.2.10 Interruptor de potencia. Es un elemento que es utilizado en el corte, cuya disposición de maniobra se puede hacer de forma local o remota teniéndose versatilidad de acción con respecto a este elemento, para condiciones de carga o de sobre intensidad, el elemento es el único que tiene este tipo de funcionamiento el cual es capaz de actuar en estas condiciones. La ejecución de su acción no realiza ninguna modificación del sistema en la subestación, sino que se sobre el operan las unidades de control y las de protección. Para dicha acción cuenta con juegos de entradas y salidas para las señales de control y protección. El elemento especifica su funcionamiento de la siguiente manera para que se dé una apertura o cierre en el sistema cuenta con dos bobinas o resortes que se cargan, ya sea por accionamiento de un motor eléctrico o por un sistema neumático o hidráulico, y luego transmiten esta energía al elemento móvil de corte. Para poder operar estando energizado es decir teniendo carga, necesita de una cámara de

extinción del arco que se forma mientras sus terminales móviles se separan. La extinción básicamente se hace de dos formas con aceite que permite disipar la energía liberada o gas de hexafluoruro de Azufre (SF₆). En algunos casos los interruptores con capacidad de ruptura de corrientes altas, tienen varias cámaras para debilitar en diferentes puntos y lograr su rápida extinción (Albarado, 2017).

2.2.11 Transformador de corriente o de protección. Los transformadores de corriente se utilizan principalmente para manejo de seguridad en las subestaciones como protección del sistema, los cuales están constituidos por varios núcleos para llevar las diferentes señales a los relés y a los medidores, generalmente la disposición de conexión se realiza a través de la conexión de tres devanados, de medida, de protección y de protección de respaldo. El devanado primario de un transformador de corriente se conecta en serie con el conductor de alta tensión. La magnitud de amperios que fluyen en el circuito de alta tensión se reduce proporcionalmente por la relación de los devanados del transformador. El devanado secundario del transformador de corriente está aislado de la alta tensión para permitir que sea conectado a los circuitos de medición de baja tensión. Los transformadores de corriente y de potencial suministran señales para la medición de los flujos de potencia y las entradas eléctricas para el funcionamiento de los relés de protección asociados con los circuitos de transmisión y distribución (Albarado. 2017).

2.2.12 Transformador de potencial o de medida. Para las mediciones de altas tensiones son empleados los transformadores de potencial, tal procedimiento se realiza de la siguiente manera se miden mediante la reducción proporcional de la tensión con un transformador de potencial que tiene su devanado de alta tensión conectado al circuito de transmisión o de distribución y su devanado de baja tensión conectado a un medidor o un relé o ambos. Al igual que los

transformadores de corriente, estos cuentan no solo con uno sino con varios núcleos. Los transformadores de potencial están obligados a proporcionar voltajes exactos para los medidores utilizados para la facturación de los clientes. Si se utilizan transformadores monofásicos, generalmente se requieren tres transformadores para medir la potencia en un circuito trifásico (Albarado, 2017).

2.2.13 Seccionador. Es un equipo utilizado para aislar o efectuar corte visible entre los diferentes elementos que componen la instalación eléctrica. Una de las características más importantes que diferencian el interruptor del seccionador, es que los últimos deben maniobrarse sin carga y que su apertura es de una forma plenamente visible, por lo tanto, no se requiere que su velocidad de operación sea alta. Los seccionadores generalmente se montan sobre aisladores de porcelana y deben estar aislados para el nivel de tensión de trabajo. Sus contactos se cubren con un baño de plata para mejorar la resistencia a la corrosión ambiental y al desgaste producido por los pequeños arcos eléctricos que aparecen en el momento de la operación (Albarado, 2017).

2.2.14 Pararrayos. Dispositivo para la protección del sistema de potencia y sus componentes contra las sobretensiones, ya sea producidas por descargas atmosféricas o por maniobras en el sistema durante fallas. Es un elemento indispensable en una subestación porque lleva las sobretensiones producidas por descargas atmosféricas o de otro origen a tierra, interceptando los rayos antes de que impacten directamente en la instalación eléctrica. Este se compone de un elemento metálico resistente a la corrosión en su núcleo y va forrado con un material aislante, que puede ser vidrio, cerámico, porcelana o polimérico (Albarado, 2017).

2.2.15 Enclavamientos. Los enclavamientos más importantes en una subestación son eléctricos y mecánicos, los cuales sirven para restringir o bloquear el funcionamiento de un

equipo. Este sistema protege la instalación eléctrica de maniobras erróneas, por ejemplo, cuando un operador decide darle mando de apertura a un seccionador que se encuentra bajo carga, el enclavamiento se encarga de bloquear el equipo, eléctrica y mecánicamente para no incurrir en fallas, daños o accidentes. Es importante tras cada mantenimiento verificar que los enclavamientos estén funcionando correctamente y no solo operando desde patio, sino también, utilizando las órdenes remotas desde la sala de control y el centro de control (Albarado, 2017).

2.2.16 Enclavamiento mecánico. Este tipo de enclavamiento es el que restringe la operación de un equipo de manera física, o sea que no deja que la operación del equipo se dé, normalmente mediante restricciones en el mando del mismo. Un ejemplo del enclavamiento mecánico se da en el seccionador de línea y el seccionador de puesta a tierra, ya que por un diseño en su estructura es imposible para ellos operar al mismo tiempo (Albarado, 2017).

2.2.17 Enclavamiento eléctrico. El enclavamiento eléctrico es el que se da a través de relés y contactos de operación de los equipos. Generalmente existe una bobina que cuando esta energizada permite la operación del equipo, si se desenergiza porque no se dan las condiciones, entonces no llega alimentación a los controles de operación de apertura o cierre y además se cierra un bloqueo mecánico para no permitir la operación manual (Albarado, 2017).

2.2.18 Equipos de tablero. Dentro de la mayoría de subestaciones hay una sala de control en donde se encuentran celdas o gabinetes, en las cuales se pueden observar diferentes elementos que sirven para medir, controlar, monitorear y proteger los circuitos eléctricos, que en caso de falla se manifiestan como alarmas sonoras o indicadores luminosos. Los más importantes se instalan de forma visible en el tablero de control de cada celda con el fin de facilitar lectura de

datos, maniobras y supervisión de la subestación, por parte del personal encargado (Albarado, 2017).

2.3 Marco legal

2.3.1 Constitución Política de Colombia (1991). El artículo 2º de la constitución política de Colombia establece que son fines esenciales del estado: servir a la comunidad, promover la prosperidad general y garantizar la efectividad de los principios, derechos y deberes consagrados en la constitución.

A su vez, el artículo 209 de la constitución señala que la función administrativa está al servicio de los intereses generales y se desarrolla con fundamento en los principios de igualdad, moralidad, eficacia, economía, celeridad, imparcialidad y publicidad, mediante la descentralización a delegación y desconcentración de funciones. Las autoridades administrativas deben coordinar sus actuaciones para el adecuado cumplimiento de los fines del estado. La administración pública, en todos sus órdenes, tendrá un control interno que se ejercerá en los términos que señale la ley.

2.3.2 Ley 1474 (2011). Por la cual se dictan normas orientadas a fortalecer los mecanismos de prevención, investigación y sanción de actos de corrupción y la efectividad del control de la gestión pública. CAPÍTULO VII. Disposiciones para prevenir y combatir la corrupción en la contratación pública.

2.3.3 Ley 842 (2003). Por la cual se modifica la reglamentación del ejercicio de la ingeniería, de sus profesiones afines y de sus profesiones auxiliares, se adopta el Código de Ética Profesional y se dictan otras disposiciones.

2.3.4 Norma CENS. Redes de distribución de energía eléctrica en MT y BT. Esta norma establece los parámetros adecuados para la realización de las acometidas eléctricas y todos los elementos que se deben tomar en consideración para poder realizar las subestaciones eléctricas, estableciendo las medidas, distancia, ubicación y materiales con los cuales deben ser construidos estos importantes generados de energía eléctrica

2.3.5 RETIE 2013 – Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas. Este reglamento es de gran importancia debido a que contempla los parámetros que se deben seguir para poder realizar las instalaciones eléctricas, sobre todo para las subestaciones que deben cumplir con una serie de lineamientos para poder evitar riesgos, en tal sentido el artículo 20.14: Establece los requisitos que deben cumplir los DPS que se instalen en baja tensión, los modos de conexión, la marcación de los parámetros básicos, entre otras

2.3.6 NTC 2050 – Código Eléctrico Colombiano. Este código establece los lineamientos eléctricos que se deben contemplar para poder trabajar con energía eléctrica, en la cual la sección 280: esta sección trata de los requisitos generales y de los requisitos de instalación y de conexión de descargadores de sobretensiones en circuitos de menos de 1.000 V.

3. Metodología

3.1 Tipo y diseño de investigación

El tipo de investigación hace referencia a la estrategia que es asumida con el fin de responder a las diferentes preguntas planteadas, alcanzar sus objetivos y analizar la certeza de la hipótesis. En este contexto, se puede destacar que el tipo de investigación comprende todos los elementos de métodos lógicos y empíricos, así como las diferentes técnicas para la búsqueda de la información necesaria para el desarrollo de la investigación, además del tratamiento y presentación de los resultados. Un tipo de investigación puede ser experimental o no experimental. Para Hernández et al. (2014) en la experimental se manipulan deliberadamente una o más variables independientes para analizar las consecuencias de esa manipulación sobre una o más variables dependientes, dentro de una situación de control para el investigador, mientras que la no experimental es aquella que se realiza sin manipular deliberadamente variables, es decir, se observan los distintos fenómenos al natural.

Por su parte, el diseño en una investigación es conocida como aquella estrategia que adopta el investigador para responder al problema planteado, en esta puede obtener una investigación documental, de campo o experimental. Es decir, a través del diseño el investigador puede identificar de manera clara lo que debe ejecutar para alcanzar los objetivos planteados en el estudio, además de responder a las diversas hipótesis las interrogantes que se ha planteado y analizar la certeza de las hipótesis formuladas en un contexto particular Arias (2012). En este sentido también se puede decir que el diseño es Sabino (2010):

El Diseño de la investigación es la herramienta con la cual se pretende proporcionar un modelo de verificación que permita contrastar hechos con teorías, y su forma es la de una estrategia o plan general que determina las operaciones necesarias para hacerlo, es decir si el conocimiento es un proceso intrínsecamente teórico práctico, donde las ideas e hipótesis deben ser conformadas permanentemente con los hechos empírico para poder definir o negarla, se comprenderán entonces la importancia de trazar un modelo conceptual y operativo que nos permita efectuar tal cometido. Resulta claro, entonces el sentido de lo que hemos denominado momento metodológico de la investigación: en el mismo no se trata ya de definir qué vamos a investigar, sino cómo lo vamos a hacer. (p. 34)

En tal razón, es importante resaltar que el presente trabajo de investigación se realiza bajo un enfoque descriptivo mediante un proyecto factible, para Tamayo y Tamayo (2012) abarca todo lo referente al registro, descripción, análisis, comprensión e interpretación de la naturaleza actual del estudio y la composición o procesos de los fenómenos; el enfoque se hace sobre conclusiones dominantes o sobre cómo una persona, grupo, cosa funciona en el presente. Mediante un proyecto factible según Balestrini (2002), los proyectos factibles son aquellos proyectos o investigaciones que proponen la formulación de modelos, sistemas entre otros, que dan soluciones a una realidad o problemática real planteada, la cual fue sometida con anterioridad o estudios de las necesidades a satisfacer.

3.2 Actividades y metodología

- *Recolección de información de las cargas eléctricas requeridas para la ampliación de la producción, así como la ubicación de la nueva infraestructura.*

Actividad. Revisión de los equipos, máquinas y elementos requeridos (cargas eléctricas existentes y proyectadas).

Metodología. Usando el método de observación directa se establecerá un cuadro de cargas de las mismas que se encuentren actualmente en planta, así como de las proyectadas.

Actividad. Determinar la ruta de la red de media tensión y ubicación de la subestación eléctrica, basado en la ubicación de la nueva infraestructura de la planta.

Metodología. Se tomará como referencia de punto de conexión la definida por el operador de red en la factibilidad solicitada, adicionalmente la ruta de la misma se establecerá evitando en mayor parte la ubicación de hornos y chimeneas.

- *Establecimiento del tipo de subestación requerida, su capacidad y diseño general de la misma.*

Actividad. Seleccionar el tipo de subestación eléctrica requerida

Metodología. A partir de cuadros comparativos, teniendo en cuenta las necesidades, la normativa y el ambiente de la planta de coquización, se seleccionará el tipo de subestación eléctrica, tipo de transformador, tipo de cubierta requerida para un correcto funcionamiento y mayor vida útil.

Actividad. Dimensionar la capacidad de carga y diseño general

Metodología. A partir del cuadro de cargas relacionado en el anterior objetivo, se establecerá si realmente 500KVA es la capacidad necesaria para satisfacer las necesidades de planta ó si por el contrario se requiere una capacidad mayor y/o menor.

Se diseñará según el tipo de subestación, cada uno de sus componentes tanto de obra civil como de obra eléctrica, basado en la norma eléctrica vigente en Colombia.

- ***Establecimiento del diseño de la red eléctrica de media tensión y su respectiva ubicación.***

Actividad. Se realizará el diseño eléctrico más apropiado para la red de media tensión cumpliendo con la normatividad colombiana vigente y la que solicite el operador de red.

Metodología. Se realizará un replanteo donde se establecerán los puntos de instalación de posteria y estructuras de media tensión basados en la normatividad vigente, se realizará el respectivo cálculo de Resistencia de la posteria a utilizar, se establecerán los respectivos templetos por estructura, teniendo en cuenta un punto inicial y un punto final según recomendación del operador de red para la red de MT existente.

- ***Definición de un presupuesto para la ejecución del proyecto.***

Actividad. Según los diseños obtenidos, se presentará un presupuesto de construcción actualizado para que la empresa IEMAC J&H pueda acceder a unos costos reales actualizados.

Metodología. A través de cotizaciones se presentará un respectivo presupuesto para la construcción de la red eléctrica y la subestación eléctrica.

4. Desarrollo del proyecto

4.1 Recolección de información de las cargas eléctricas requeridas para la ampliación de la producción, así como la ubicación de la nueva infraestructura

Según los requerimientos de C.I. Excomin S.A.S. se requiere un transformador de 500 KVA que convierta 13.200 VAC a 440/220 VAC, para alimentación de motores trifásicos de inducción, adicionalmente requiere una conversión de energía con transformador baja-baja de 440 VAC a 220/110 VAC para alimentar cargas de iluminación y similares para dichos niveles de voltaje.

Basado en esa premisa, se procede a recopilar información respecto a las cargas a manejar, las cuales fueron suministradas por C.I. Excomin S.A.S. descritas en la Figura 2, con un total de 653,311HP, se establece un factor de potencia de 0,8 como criterio de diseño y se confirma la capacidad del transformador en KVA.

$$0,75HP = 1 KW$$

$$0,75 * 653.311 = 489,98KW$$

$$P=489,98KW$$

Se establece que, del triángulo de potencias, la potencia aparente (Capacidad del transformador en KVA) es igual a la potencia activa dividida entre el factor de potencia.

$$S = 612,5 KVA$$

C.I. Excomin, planea trabajar con el transformador existente de 150KVA junto con un transformador de 500 KVA, lo que determina una potencia aparente total de 650KVA, por lo que, requiere la instalación de dicho transformador de 500KVA.

Basado en que lo proyectado por C.I. Excomin S.A.S. para el proyecto CT2, se confirma que la capacidad de la subestación requerida es de 500KVA, y se procede a realizar el respectivo replanteo tanto de la red existente, como de la nueva red. Para ello, es necesario conocer el punto de conexión, el cual fue determinado por CENS, según factibilidad NoFF. 500949 (Ver Anexo 1). Se procede a georreferenciar las líneas y posteria existente, obteniendo:

Tabla 1. Coordenadas puntos de postes en plano.

Coordenadas proyecto CT2				
Punto	Este	Norte	Altura (m)	Poste
PE	1179017	1373287	315	14x1050kgf(x2)
P1	1179021	1373303	320	14X1500 kgf(x2)
P2	1179273	1373510	307	14X1350 kgf(x2)
P2A	1179309	1373557	310	14X1050 kgf
P3	1179321	1373545	306	14X1050kgf
P4	1179361	1373620	316	14X1050kgf
P5	1179454	1373642	311	14x1050kgf(2)

CUADRO DE CARGAS EXCOMIN								
	descripcion	cantid	hp	hp toi	kva	P(watt)	FP 0,4	S(VA)
molino de carbon								
	banda 1	1	5	5	3,75	3728,5	0,8	4660,625
	alimentadores	4	3	12	9	8948,4	0,8	11185,5
	molino 1	1	120	120	90	89484	0,8	111855
	banda 2	1	5	5	3,75	3728,5	0,8	4660,625
	banda 3	1	5	5	3,75	3728,5	0,8	4660,625
	banda 4	1	5	5	3,75	3728,5	0,8	4660,625
	banda 5	1	3	3	2,25	2237,1	0,8	2796,375
	banda 6	1	3	3	2,25	2237,1	0,8	2796,375
	lamparas de 1000w	2	1,3	2,6	1,95	1938,82	0,8	2423,525
	lamparas de 400w	1	0,53	0,53	0,3975	395,221	0,8	494,02625
	lamparas de 100w	2	0,133	0,266	0,1995	198,3562	0,8	247,94525
coquera								
	lamparas de 1000w	14	1,3	18,2	13,65	13571,74	0,8	16964,675
	lamparas de 100w	10	0,133	1,33	0,9975	991,781	0,8	1239,72625
	bandas de coquera	14	7,5	105	78,75	78298,5	0,8	97873,125
	banda carcamo	3	15	45	33,75	33556,5	0,8	41945,625
	basculas ferrocarrileras	11	0,88	9,68	7,26	7218,376	0,8	9022,97
	banda recogida	1	7,5	7,5	5,625	5592,75	0,8	6990,9375
trituracion								
	lamparas de 1000w	4	1,3	5,2	3,9	3877,64	0,8	4847,05
	lamparas de 400w	6	0,133	0,798	0,5985	595,0686	0,8	743,83575
	lamparas de 100w	0,53	4	2,12	1,59	1580,884	0,8	1976,105
	banda 1-13	9	5	45	33,75	33556,5	0,8	41945,625
	banda 4-10	4	3	12	9	8948,4	0,8	11185,5
	alimentadores	4	3	12	9	8948,4	0,8	11185,5
	molino	6	15	90	67,5	67113	0,8	83891,25
	cribas	2	20	40	30	29828	0,8	37285
laboratorio								
	lampara de 400	4	0,53	2,12	1,59	1580,884	0,8	1976,105
	molino de coque	1	3	3	2,25	2237,1	0,8	2796,375
	molino de carbon	1	3	3	2,25	2237,1	0,8	2796,375
	gilson	1	1,5	1,5	1,125	1118,55	0,8	1398,1875
	micun	1	1,5	1,5	1,125	1118,55	0,8	1398,1875
	pulverizador	2	1,2	2,4	1,8	1789,68	0,8	2237,1
	compresor	1	3	3	2,25	2237,1	0,8	2796,375
	cabina de adl	1	0,5	0,5	0,375	372,85	0,8	466,0625
	selladora	1	0,14	0,14	0,105	104,398	0,8	130,4975
	horno microhondas	1	0,14	0,14	0,105	104,398	0,8	130,4975
	balanza semi-a	1	0,14	0,14	0,105	104,398	0,8	130,4975
almacen, oficinas								
	lampara de 40 w	40	0,053	2,12	1,59	1580,884	0,8	1976,105
	aire acondicionado	6	0,2	1,2	0,9	894,84	0,8	1118,55
	compus	10	0,1	1	0,75	745,7	0,8	932,125
	calorimetro	1	0,75	0,75	0,5625	559,275	0,8	699,09375
	determinador de azufre	1	4,8	4,8	3,6	3579,36	0,8	4474,2
	balanza analitica	2	0,1	0,2	0,15	149,14	0,8	186,425
	ups	2	0,5	1	0,75	745,7	0,8	932,125
	estuf para humedad	1	1	1	0,75	745,7	0,8	932,125
	extractores	3	0,07	0,21	0,1575	156,597	0,8	195,74625
	mufia de 50 lts	1	1	1	0,75	745,7	0,8	932,125
	mufia de 12 lts	1	0,1	0,1	0,075	74,57	0,8	93,2125
	mufia de 8 ltss	1	0,017	0,017	0,01275	12,6769	0,8	15,846125
	equipo de fsi	1	1,2	1,2	0,9	894,84	0,8	1118,55
	destilador de agua	1	0,5	0,5	0,375	372,85	0,8	466,0625
	bascula camionera	1	0,55	0,55	0,4125	410,135	0,8	512,66875
bombeo								
	electro bomba	2	5	10	7,5	7457	0,8	9321,25
	electro bomba	2	20	40	30	29828	0,8	37285
	electro bomba	1	15	15	11,25	11185,5	0,8	13981,875

Figura 1. Cuadro de Cargas CT2 C.I. Excomin S.A.S.

Fuente: Datos de carga Excomin CT2.

Según lo observado en el replanteo, y en la norma CNS, en su capítulo 3, se establecen las estructuras de media tensión existentes por puntos:

Tabla 2. Listado de estructuras.

Punto	Estructura
PE	RH-231/550
P1	RH231
P2	RH231
P2A	560/730
P3	550/841
P4	560
P5	RH231

En el Anexo 2, se establece el plano de la red existente del proyecto, teniendo en cuenta ubicación (coordenadas), estructuras existentes y longitud de los vanos. Basado en esta premisa, se establece la ruta de la nueva red existente, y la ubicación de la subestación, las cuales serán mostradas en el desarrollo de sus diseños.

4.2 Establecimiento del tipo de subestación requerida, su capacidad y diseño general de la misma

Para la selección del tipo de transformador, se hizo necesario analizar las condiciones del ambiente, la capacidad del transformador y la normatividad aplicable. Cabe destacar, que sería idónea proyectar una capacidad de carga mayor a la calculada, sin embargo, la normatividad vigente de demanda diversificada, no es aplicable a sistemas de transformación a nivel industrial.

Por lo tanto, se tiene:

- Capacidad del transformador: 500KVA
- Condiciones del ambiente: Ambiente corrosivo con partículas suspendidas en el aire (hollín).

- Normatividad aplicable: Norma CNS, capítulo 4.

En la actualidad, basado en la norma CNS, capítulo 4, donde se establece que las subestaciones en poste son permitidas para transformadores de capacidad máxima de 250KVA, se establece que esta subestación debe ser del tipo pedestal (piso).

Basado en que es una planta de coquización, donde el hollín, humos, y demás residuos generan alta corrosión, por recomendaciones del C.I. Excomin, se establece que la subestación sea en un cuarto adaptable y no a la intemperie.

Por último y debido al factor corrosión, también se establece la utilización de un transformador tipo PAD MOUNTED, estos transformadores son del tipo encapsulado, lo cual protegen mucho más en ambientes tan corrosivos, que los transformadores convencionales.

Ubicación de la subestación: Por requerimientos de C.I. Excomin, y el poco espacio disponible, se establece la ubicación entre patio 3 y patio 4, limitándose con la carretera proyectada (Ver Anexo 3).

Selección del transformador: Conociendo que es requerido un transformador de 500KVA del tipo PAD MOUNTED, ahora se hace necesario, seleccionarlo según proveedores, con el objetivo de conocer sus características físicas y dimensiones, para poder realizar el respectivo diseño general de la subestación.

Tabla 3. Tabla de opciones de transformadores.

Marca	Ventaja	Desventaja
Siemens	Transformador Robusto. Resiste altas temperaturas y ambientes corrosivos. Garantía de 5 años. Peso ligero respecto a otros transformadores de su tipo.	Alto costo de fabricación. Requiere sus propios accesorios de conexión (no hay genéricos).
Magnetron	Transformador robusto Resiste altas temperaturas y ambientes corrosivos. 3 años de garantía. Peso medianamente ligero (un poco más pesado que el siemens). El proveedor lo entrega en planta CT2.	Costo moderado de fabricación. Accesorios de conexión adaptables genéricos.
CDM	Transformador no muy robusto. Resiste temperaturas altas, sin embargo, no es muy adaptable a ambientes corrosivos. Peso medianamente ligero (un poco más pesado que el siemens). Garantía de un año. El proveedor lo entrega en planta CT2.	Bajo costo de fabricación. Accesorios de conexión adaptables genéricos.

Basado en las anteriores ventajas y desventajas, se opta por utilizar un transformador de marca Magnetron tipo PAD MOUNTED de 500KVA, ya que en cuanto a robustez la marca CDM no es apta, ya que debe resistir ambientes corrosivos, y en cuanto a precio, peso y volumen es mucho mejor que el Siemens.

Se anexan las características del transformador seleccionado.

Tabla 4. Características de transformado.

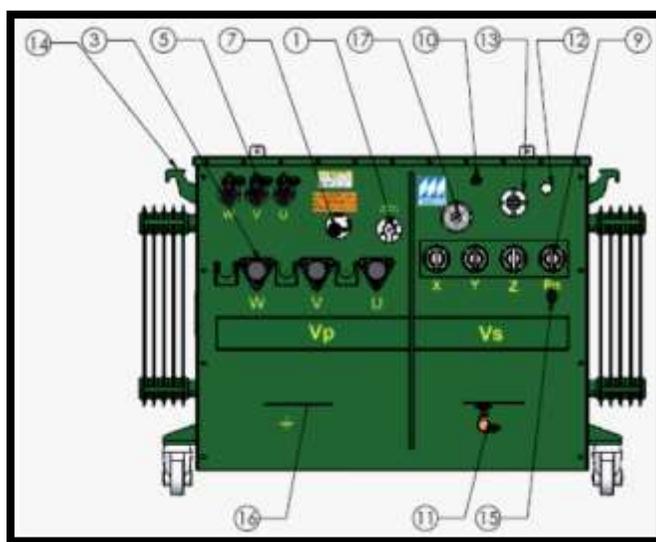
Características Técnicas	
Volumen de Aceite	798 L
Peso Aproximado	2.072 kg
Tensión Primaria	13.2 kV
Tensión Secundaria	220-127/208-120 440-254 V
Tipo de Refrigeración	ONAN
BIL Primario/Secundario	95/30 kV
Dimensiones (mm)	1440x1540x1415 (Ancho x Largo x Alto)

Fuente: INELDEC

Transformador trifásico pedestal o pad mounted de 500 kVA de frente muerto, para instalar en exterior en subestación tipo jardín o subestación tipo interior, poseen elementos de conexión, protección y maniobra incorporados. Van instalados sobre una base o loza de concreto llamada pedestal.

Fabricados conforme a la norma ANSI C-57.12.00 IEC-76, NTC y RETIE.

Transformador trifásico pedestal pad mounted Marca Rymel, Magnetron.

**Figura 2.** Partes del transformador.

Fuente: INELDEC.

Tabla 5. Partes del transformador.

Descripción
1. Conmutador de 5 posiciones
2. Bujes tipo Inserto
3. Bujes tipo pozo
4. Codos de desconexión bajo carga
5. Conjuntos bayonetas con fusibles current sensing
7. Seccionador ON-OFF
8. Fusibles Isolation link o LCP
9. Terminales de baja tensión
10. Válvula de sobrepresión
11. Válvula globo 1” para filtro, drenaje y toma de muestras
12. Niple y tapón para llenado
13. Nivel de aceite tipo visor
14. Orejas de levante
15. Aterrizaje Terminal Neutro
16. Aterrizaje Tanque
17. Termómetro

4.3 Cálculo y coordinación de protecciones

Utilizando las curvas otorgadas por los fabricantes de los diferentes dispositivos de protección, se realiza el siguiente procedimiento:

Datos del TRAF0

Potencia: 500 [kVA]

- Tensión Primaria: 13200 [V]
- Tensión Secundaria: 440 [V]
- Impedancia UZ%: 4,5%

4.3.1 Cálculo de Corrientes

Curvas de Coordinación. Para los diferentes puntos de protección corresponde:

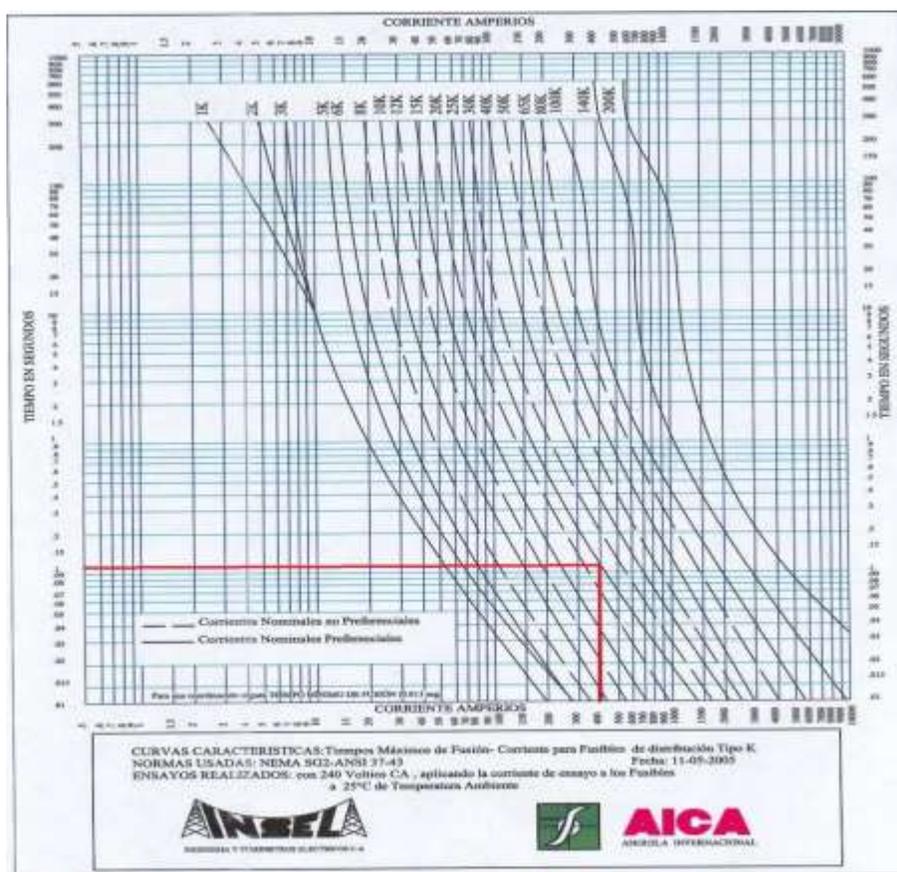
Tabla 6. Datos de cálculo del transformador.

Cálculo de Corrientes Capacidad del transformador	Corriente Primaria		Corriente Secundaria	
	Nominal	Corto-Circuito	Nominal	Corto-Circuito
500 kva	21,86 A	388,67 [A]	656,07 [A]	24,67 [kA]

En la transición aérea subterránea (Poste P3 en el plano), corresponde un fusible de hilo tipo extra-rápido de 25 [A].

Para la protección principal en baja tensión, un totalizador de 800A regulado al 90%.

Curva Fusible tipo K en el Arranque en M.T.

**Figura 3.** Curva característica fusible tipo K.

Para una corriente de Corto-Circuito de 388,67 [A], se tiene un tiempo de 0,12 [s].

Curva Fusible tipo H en el Transformador en M.T.

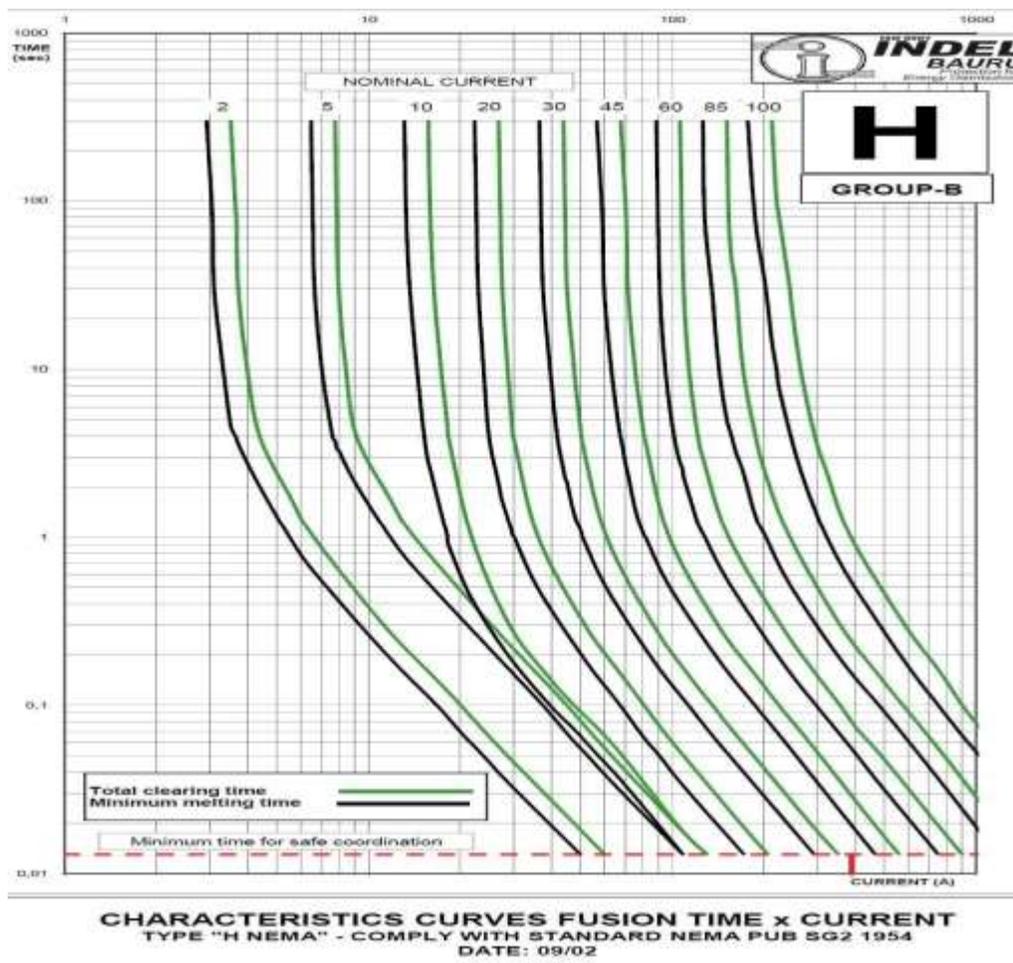
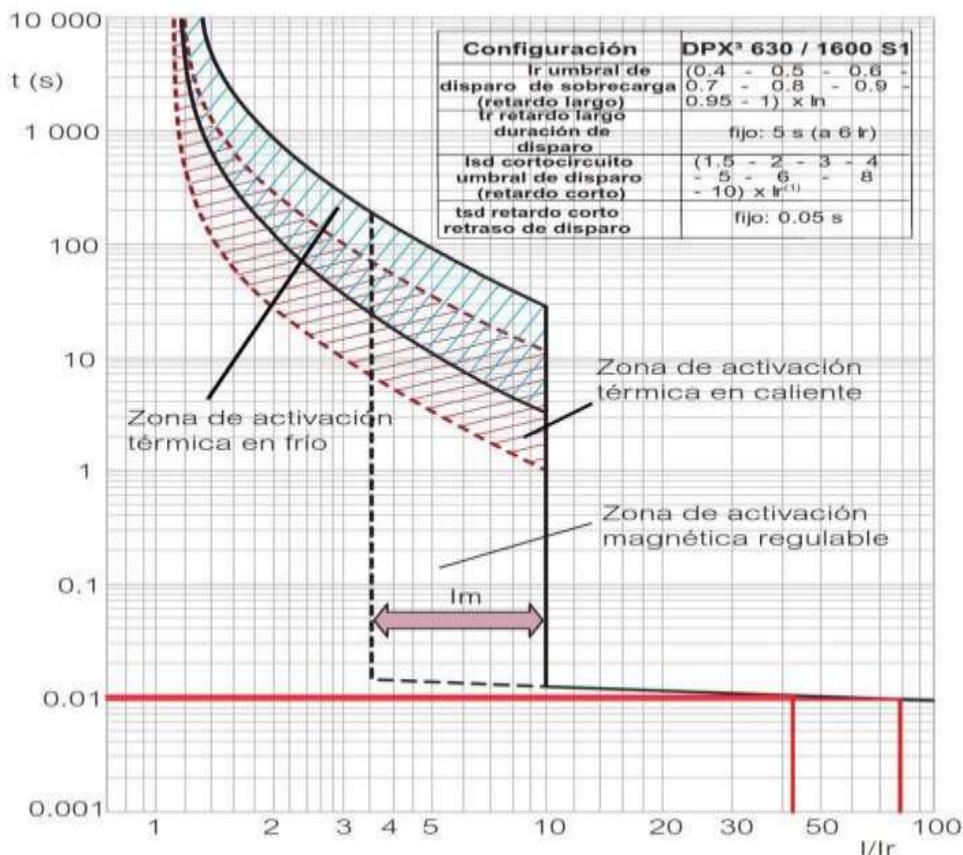


Figura 4. Curva característica de fusible tipo H.

Para una corriente de Corto-Circuito de 388,67 [A], se tiene un tiempo de 0,014 [s].

Curva Totalizador Principal y de Acometidas en B.T.

■ Curva de disparo de un DPX³ electrónico



I : corriente real
 I_r : protección térmica contra sobrecargas (ajuste: $I_r = x \cdot I_n$)
 I_{sd} : protección magnética contra cortocircuitos (ajuste: $I_{sd} = x \cdot I_n$ o $I_{sd} = x \cdot I_r$)
 La abscisa de las curvas que representa la relación I_r , modificar el ajuste de I_r no modifica la representación gráfica del disparo térmico. Por el contrario, el ajuste magnético se puede leer directamente (de 3.5 a 10 en este ejemplo).

Figura 5. Curvas características para selección de interruptores B.T.

4.3.2 Sistema de puesta a tierra. Se diseña una puesta a tierra en disposición cuadrada, utilizando varillas de 5/8" x 2.4 mts, y cable de cobre desnudo No. 2 AWG. La tierra deberá ser tratada con hidrosolta, hidrogel o similar con 15 kg de dicho material.

En las subestaciones tipo pedestal, cuando en condiciones normales de operación se prevea que la temperatura exterior del cubículo supere los 45°C, debe instalarse una barrera de protección para evitar riesgos asociados a dicha temperatura y colocarse avisos que indiquen la existencia de una "superficie caliente". Si el transformador posee una protección que garantice el corte o desenergización cuando exista una sobre temperatura, quedará eximido de dicha barrera. (Artículo 30.4 del RETIE).

En caso de que el encerramiento sea una malla eslabonada, debe guardarse una distancia perimetral de 1000 mm (epm 2004).

4.3.3 Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra. Para el cálculo de la resistencia de puesta a tierra se utilizó la expresión de Schwarz, descrita en la norma IEEE Std. 80-2000, en su artículo 14.3 y cuya expresión es la siguiente:

$$R_g = \frac{R_1 * R_2 - R_m^2}{R_1 + R_2 - 2R_m}$$

Siendo R1 la resistencia de los conductores horizontales, R2 es la resistencia de puesta a tierra de los electrodos y Rm la resistencia mutua entre conductores y electrodos.

Calculamos R1:

$$R_g = \frac{\rho}{\pi * L_C} * \left(\frac{2 * L_C}{d_C} \right) \rightarrow R_g = \frac{40}{\pi * 25} * \left(\frac{2 * 25}{0,008} \right) \rightarrow R_1 = 4,44 \Omega$$

La base o pedestal de concreto sobre la que se anclará el transformador estará colocada sobre una capa de suelo compactado y rodeada de una capa de grava para contener el 10 0% del aceite del transformador para un eventual derrame. Las dimensiones de la franja de grava son 50 cm de ancho y 20 cm de profundidad. (epm 2004)

Calculamos R2:

$$R_2 = \frac{\rho}{2 * \pi * n * L_E} * \left[\left(\frac{4 * L_E}{d_E} \right) - 1 \right] \rightarrow R_2 = \frac{40}{2 * \pi * 4 * 2,4} * \left[\left(\frac{4 * 2,4}{0,016} \right) - 1 \right] \rightarrow$$

$$R_1 = 3,58 \Omega$$

Calculamos R_m :

$$R_m = \frac{\rho}{\pi * L_C} * L_n \left(\frac{2 * L_C}{L_E} \right) \rightarrow R_m = \frac{40}{\pi * 25} * L_n \left(\frac{2 * 25}{2,4} \right) \rightarrow R_1 = 1,55 \Omega$$

Donde las variables anteriores son:

$\rho = 40$ [$\Omega\text{-m}$]. Resistividad del terreno.

$L_C = 25$ [m]. Longitud total del conductor utilizado en el SPT.

$d_c = 0,008$ [m]. Diámetro del conductor utilizado en el SPT.

$L_E = 2,4$ [m]. Longitud de cada electrodo.

$d_E = 0,016$ [m]. Diámetro de cada electrodo.

$n =$ Número de Electrodo

En base a los cálculos anteriores, se obtiene el siguiente valor de Resistencia del Sistema de Puesta a Tierra utilizando la primera ecuación:

$$R_g = \frac{(4,44 * 3,58) - 1,55^2}{(4,44 * 3,58) - 2 * 1,55} \rightarrow R_g = 2,74 \Omega$$

Cabe resaltar que la tierra será tratada con hidrosolta y que el terreno típico de la zona se caracteriza por ser húmedo, por lo cual el valor de resistencia puede ser más bajo que el encontrado teóricamente anteriormente.

Tensión de Paso.

$$U_{paso} = \frac{0,157(100 + 1,5C_3P_3)}{\sqrt{t_c}} \quad \text{donde } C_3 = 1 - \frac{0,09(1 - \frac{P}{P_3})}{2h_3 + 0,09}$$

$$C_3 = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{40}{8000}\right)}{2 * 0,2 + 0,09} = 0,82$$

$$U_{paso} = \frac{0,157(100 + 6 * 0,82 * 8000)}{\sqrt{0,15}} = 4380,83 \text{ V}$$

Tensión de Contacto.

$$U_{contacto} = \frac{0,157(100 + 1,5C_3P_3)}{\sqrt{t_c}} = \frac{0,157(100 + 1,5 * 0,82)}{\sqrt{0,15}} = 4380,83 \text{ V}$$

Donde las variables anteriores son:

$\rho = 40 \text{ } [\Omega\text{-m}]$. Resistividad del terreno.

$hs = 0,2 \text{ [m]}$. Grosor de la capa superficial.

$t_c = 0,15 \text{ [s]}$. Tiempo de despeje de la falla.

$\rho_s = 8000 \text{ } [\Omega\text{-m}]$. Resistividad aparente de la capa superficial – Concreto (IEEE Std. 80).

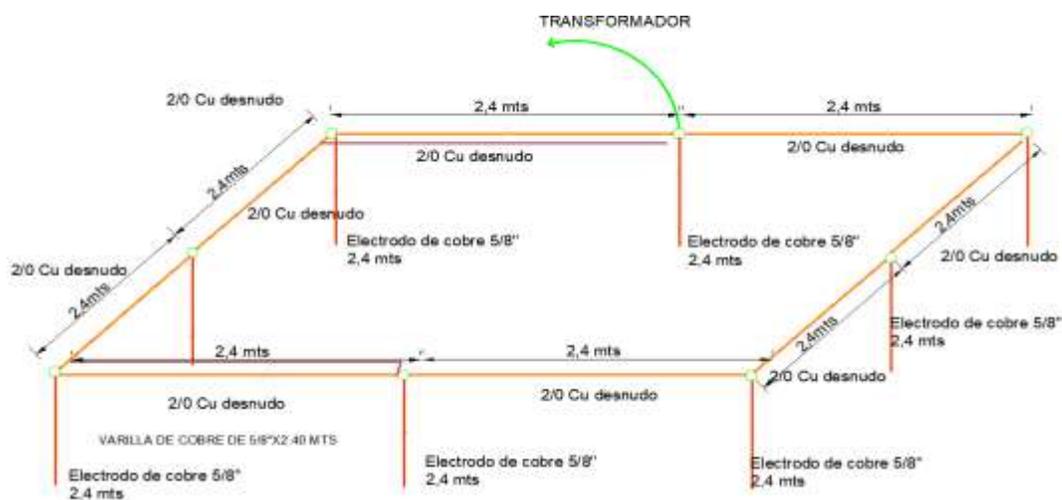


Figura 6. Malla de sistema de puesta a tierra diseñado.

Cálculo del GPR. Para el cálculo del GPR se utilizó la corriente de falla dada por CENS S.A. E.S.P. como operador de red en la factibilidad N° 500949, la cual es de $I_g=2,213$ kA. Así el valor del GPR es de:

$$GPR=I_g \cdot R_g=2,74 \cdot 2213=6063(V)$$

Para dar cumplimiento a lo exigido por el RETIE, este valor debe ser menor a 300V para un tiempo de despeje de la falla de 150 mS, por lo tanto, se calcula la tensión real de malla como se muestra a continuación:

Partiendo del supuesto que el ser humano puede hacer contacto con cualquier parte del Sistema de Puesta a Tierra, el cual tendrá un voltaje de malla ante la presencia de una falla, y que cuando se produce dicho contacto la persona estará sobre una superficie con una resistividad superficial específica con las piernas separadas (caso más desfavorable), se tiene el siguiente circuito equivalente:

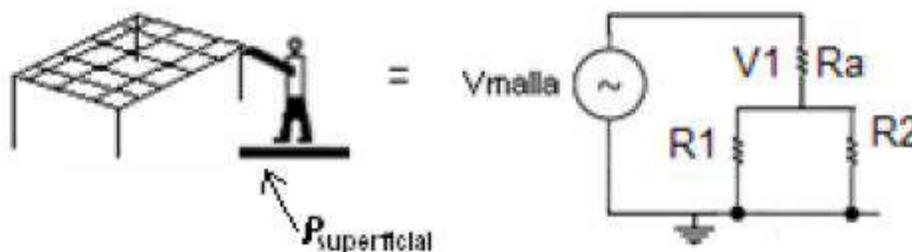


Figura 7. Circuito equivalente.

Donde las variables anteriores corresponden a:

V1: Máxima tensión de contacto resultante [V].

R1: Resistencia del suelo en el punto de apoyo 1 = $3 \cdot \rho_S$ [Ω].

R2: Resistencia del suelo en el punto de apoyo 2 = $3 \cdot \rho S$ [Ω].

Ra: Resistencia promedio del cuerpo del individuo = 1000 [Ω].

Rb: Resistencia superficial equivalente del piso debajo del individuo [Ω].

Vmalla: Voltaje Calculado de la malla (GPR).

La resistencia Rb se calcula como la suma de resistencias en paralelo como se muestra a continuación, aclarando que el valor de ρS está dado en Ω -m, pero que éste se toma únicamente en Ω , asumiendo que el punto de apoyo del individuo ocupa un metro, por lo tanto:

$$R_b = \frac{(R_1 * R_2)}{(R_1 + R_2)} = \frac{(3 * 8000) + (3 * 8000)}{(3 * 8000) + (3 * 8000)} = 12000 \Omega$$

Utilizando este valor, se calcula V1 mediante un divisor de tensión, tal y como se muestra a continuación:

Por lo tanto, la tensión de contacto cumple lo estipulado por el RETIE, para un tiempo de despeje de la falla de 150 ms.

4.3.4 Análisis de protección contra rayos. Esta es la evaluación que se ha tenido en cuenta de acuerdo al nivel de riesgos por rayos para el Municipio de Cúcuta en el Departamento del Norte de Santander.

Cálculo de índice de rayos. Densidad de descarga a tierra DDT (conforme con el Mapa Isoceraúnico de Colombia) y de la curva de distribución de probabilidades de magnitud de corriente de retorno de rayo (Iabs) para zonas templadas y tropicales de acuerdo al CIGRE es de 38.

$$DDT = 0,0017 * NC^{1,56}$$

Donde NC = Nivel Ceráuneo (40 para la región de Cúcuta) de acuerdo a la Figura E.4 de la NTC 4552}

Entonces:

- DDT = 0,537 descargas/km2 para la zona donde se ubica este proyecto
- Corriente Pico Absoluta Promedio dentro del rango de $20 \leq Iabs < 40$.
- Con los valores anteriores de Iabs y DDT, y la siguiente tabla obtenemos;

Entonces:

- DDT = 0,537 descargas/km2 para la zona donde se ubica este proyecto Corriente Pico Absoluta Promedio dentro del rango de $20 \leq Iabs < 40$.
- Con los valores anteriores de Iabs y DDT, y la siguiente tabla obtenemos; De acuerdo con los índices relacionados con el uso de la estructura (30 – Oficinas y Grandes Industrias), el tipo de estructura (20 – Metálica y No Metálica) y la combinación de altura y área (10 – Área mayor a 900 m2 y altura menor a 25 m2), se obtiene la gravedad que se puede presentar en la estructura.

$$\text{Índice de Gravedad} = 30+20+10 = 60$$

ÍNDICE DE RIESGOS POR RAYO

Densidad de Descargas a Tierra - DDT (descargas/Km ² - Año)	Corriente pico Absoluta promedio (kA)		
	$40 \leq I_{abs}$	$20 \leq I_{abs} \leq 40$	$I_{abs} < 20$
$30 \leq DDT$	Severos	Severos	Altos
$15 \leq DDT < 30$	Severos	Altos	Altos
$5 \leq DDT < 15$	Altos	Medios	Medios
$DDT < 5$	Medios	Bajos	Bajos

Figura 8. Índice de riesgos por rayo.

Fuente: CENS.

De acuerdo con los índices relacionados con el uso de la estructura (30 – Oficinas y Grandes Industrias), el tipo de estructura (20 – Metálica y No Metálica) y la combinación de altura y área (10 – Área mayor a 900 m² y altura menor a 25 m²), se obtiene la gravedad que se puede presentar en la estructura.

$$\text{Índice de Gravedad} = 30+20+10 = 60$$

Suma de Índices de Gravedad	Gravedad
0 a 35	Leve
36 a 50	Baja
51 a 65	Medios
66 a 80	Alta
81 a 100	Severa

Figura 9. Índice de gravedad.

Fuente: CENS.

Con base en lo anterior se plantea la matriz del factor de riesgo, teniendo en cuenta los parámetros de la zona y la gravedad según el tipo de estructura.

Gravedad Parámetros	Severa	Alta	Medios	Baja	Leve
Severos	Alto	Alto	Alto	Medio	Medio
Altos	Alto	Alto	Medio	Medio	Bajo
Medios	Alto	Medio	Medio	Bajo	Bajo
Bajos	Medio	Medio	Bajo	Bajo	Bajo

Figura 10. Matriz de riesgo.

De acuerdo a la anterior metodología descrita en la NTC 4552, se encuentra un Factor de Riesgo BAJO, lo cual indica que no se exige la protección contra descargas atmosféricas para el proyecto Excomin CT4.

Cálculo del índice de riesgo

Este programa sirve para realizar un cálculo de riesgo, diseño y memoria de un sistema de protección contra el rayo. En el caso de elegir la protección contra el rayo mediante pararrayos con dispositivo de cebado (PDC), el diseño se realiza con la norma UNE 21186 / NF 17102 / NP 4426. Si se elige protección mediante malas y puntas, el diseño se realiza con la norma IEC 62305

Empresa

Proyecto

Datos generales

Cálculo de riesgo

Ubicación de edificios

Ubicación de pararrayos

Protección externa

Protección interna

DATOS DEL PROYECTO

Proyecto: AMPLIACION DE CARGA EXCOMIN CT2-DUDUTA

Dirección: KM6 VÍA SAN FAUSTINO-DUDUTA

Población: DUDUTA

Provincia: NORTE DE SANTANDER

País: COLOMBIA

Edificios a proteger: 1 (Esta versión está limitada a 1 edificio)

Obra nueva: Sí No

Se utiliza como centro de trabajo: Sí No

DIMENSIONES

Longitud (L): 170,00 m

Anchura (W): 140,00 m

Altura tejado (H): 14,00 m

Altura prominencia (Ho): 14,00 m

Superficie exposición (Ad): 55.381,77 m² (Fijado manualmente)

CARACTERÍSTICAS DE LA ESTRUCTURA

Tipo de cubierta: B. Hormigón

Tipo de estructura: B. Hormigón

Riesgo de incendio: A. Bajo

Tipo de cableado interno: A. No apantallado

INFLUENCIAS AMBIENTALES

Situación: A. Altura menor que los demás

Factor ambiental: D. Rural

Días de tormenta: 1,00 (Días/año)

Densidad anual impactos: 10,00 (Impactos/km²)

Tipo de terreno: B. Roca blanda

PÉRDIDAS

Tipo 1. Pérdidas de vidas humanas

Por incendios: C. Ocupadas regularmente

Por riesgo de pórtico: A. Sin riesgo

Consecuencia de los daños: A. Sin consecuencias

Por sobretensiones: A. No aplica

Tipo 2. Pérdidas de servicios esenciales

Pérdida de servicios: A. No aplica

Tipo 3. Pérdidas de patrimonio cultural

Pérdida de patrimonio: A. No aplica

Tipo 4. Pérdidas económicas

Riesgos especiales: A. Sin consecuencias

Por incendios: A. Valor común

Por sobretensiones: A. No aplica

Por tensión para contacto: A. Sin riesgo de shock

Riesgo tolerable de pérdidas: C. 1 en 1.000 años

LINEAS DE SERVICIOS

Suministro eléctrico

Situación del cable: B. Enterrado

Tipo de cable: A. Apantallado

Transformador MT/BT: A. Transformador

Otros servicios aéreos

Número de servicios: 0

Tipo de cable: B. No apantallado

Otros servicios enterrados

Número de servicios: 0

Tipo de cable: B. No apantallado

MEDIDAS DE PROTECCIÓN EXISTENTES

Clase SPD: E. Sin protección

Protección sobretensiones: B. Sólo en entrada de servicio

Factor ambiental - Ce

Separación entre los nodos de distribución de los servicios de suministro eléctrico o comunicación:

- Edificios altos en ciudad. (Ce=1)
- Urbano. Típicamente 100m al nodo de distribución más cercano. (Ce=0,1)
- Residencial. Típicamente 500m al nodo de distribución más cercano. (Ce=0,5)
- Rural. Típicamente 1000m al nodo de distribución más cercano. (Ce=1)

Figura 11. Cálculo de riesgo desde aplicaciones tecnológicas.

Fuente: EXCOMIN CT2

DETERMINACIÓN DE LA NECESIDAD DE PROTECCIÓN SEGÚN LA NORMA UNE-EN 52305-2									
	Superficie de captora	Riesgo de pérdida vida humana	Riesgo de pérdida de servicios públicos	Riesgo de pérdida de patrimonio	Riesgo de pérdida actividades	Necesidad instalación SPCR*	Nivel de protección	Necesidad instalación SPCR**	Tipo SPCR
	66.381,77	7,39E-03	6,09E-03	9,00E-03	1,43E-03	No necesaria		Ya protegido	Entada

Figura 12. Cálculo de riesgo desde aplicaciones tecnológicas.

Fuente: EXCOMIN CT2

4.3.5 Cálculo mecánico de estructuras. Las estructuras utilizadas en el presente proyecto son: CNS-RH-231, CNS-03-730, CNS-03-513-02, CNS-03-550, CNS-03-514-02, CNS-04-710

Estas estructuras son normalizadas, estructuradas, diseñadas y aplicadas con la NORMA CENS. Por lo tanto, se aplican estas estructuras en el proyecto el cual se avala que están diseñadas y calculadas para soportar todos los tipos de esfuerzos mecánicos que conlleve el peso de las estructuras y esfuerzos causados por los conductores con los vanos correspondientes.

Lo que indica que las estructuras seleccionadas en el proyecto están avaladas y normalizadas por las respectivas normas ICEL, Y CENS, el cual se certifica el óptimo cumplimiento y funcionamiento de las estructuras de manera segura con los esfuerzos que soportan dados los respectivos vanos y tipos de estructuras a utilizar.

4.3.6 Análisis de coordinación de aislamiento. El análisis de coordinación de aislamiento sólo debe contemplarse en la construcción de subestaciones y líneas de transmisión cuando estas van a operar en niveles de tensión de más de 57,5 kV, debido a que los elementos constructivos utilizados para tal fin como aisladores, conectores, conductores y demás, son de poca fabricación y circulación en el mercado, al tiempo que sus características de aislamiento son exclusivas de cada proyecto.

En contraste a lo descrito anteriormente, para redes y S.E. que operen a tensiones iguales o menores a 34,5 kV, los diferentes reglamentos, normas técnicas e incluso fabricantes de equipos, tienen estandarizadas las características y el número de elementos necesarios que deben ser colocados para garantizar niveles adecuados de protección, ya que al utilizar e instalar correctamente los diferentes dispositivos, respetar las distancias de seguridad entre conductores y aterrizar sólidamente a tierra el sistema, se está garantizando una correcta coordinación de aislamiento.

4.4 Establecer el diseño de la red eléctrica de media tensión y su respectiva ubicación

En los requerimientos de diseño del proyecto está contemplado el traslado de la red de las líneas de media tensión principales que pasan por el previo de la planta coquizadora CT2 Excomin debido a la proyección de nuevas baterías coquizadoras y la ubicación de la subestación fue necesario de contemplar el plano existente de la plata para poder realizar la distribución de la red sobre el previo y ubicación desde la red principal hasta las líneas de alimentación de la subestación. Por tal motivo se realizó una solicitud a la empresa Excomin del suministro de un plano de la ubicación de las líneas de media tensión, el cual suministró de un archivo CAD.

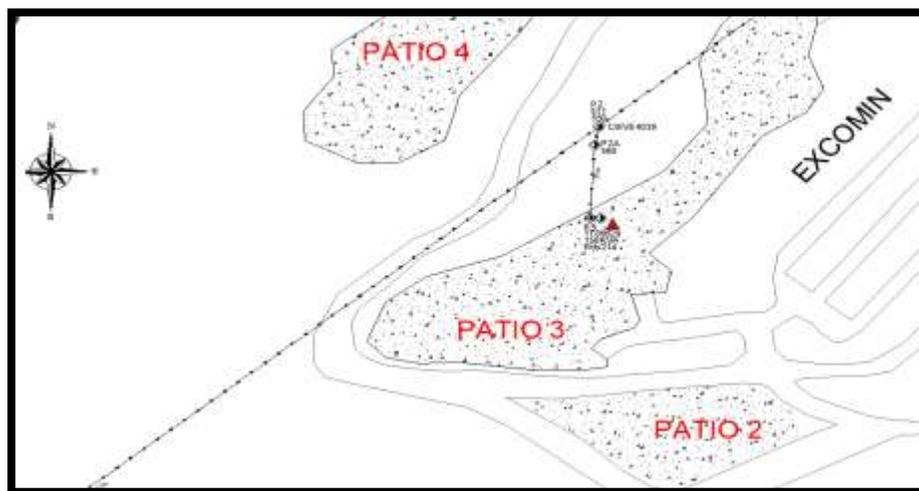


Figura 13. Plano planta CT2

Fuente: CT2 Excomin

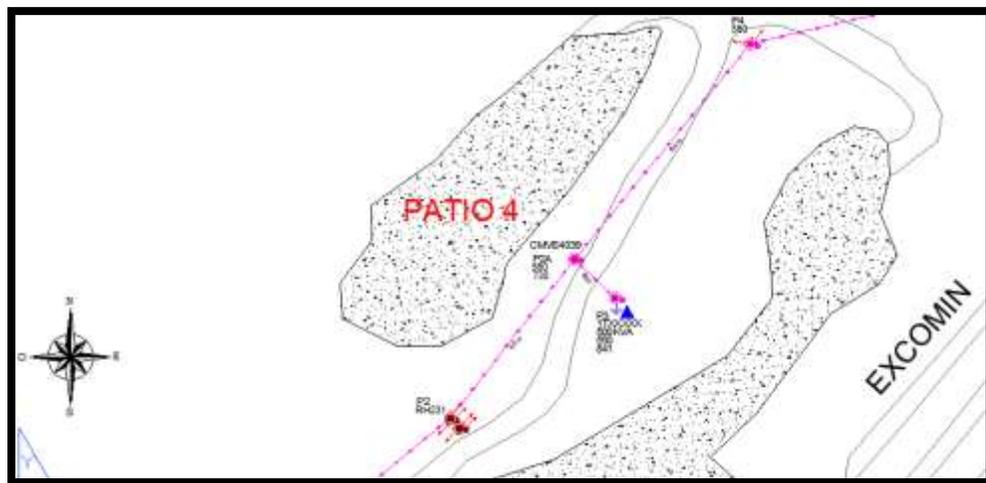


Figura 14. Plano planta, nuevo diseño de distribución de red M.T.

4.4.1 Cálculos de regulación y pérdidas de potencia. Los cálculos de regulación se realizaron en base a lo expuesto en los incisos 210-19 y 215-2 de la NTC 2050, en los que se establece que los conductores de los circuitos ramales deben evitar una caída de tensión superior al 3% en las salidas más lejanas de fuerza, calefacción, alumbrado o cualquier combinación entre ellas, y que la máxima caída de tensión de los circuitos del alimentador y ramal hasta la salida más lejana no supere el 5%. Así mismo, se tomaron los valores de referencia consignados en el inciso 2.4.4 de la norma CENS S.A. mostrados a continuación:

	Longitud tramo (m)	# usuarios	Carga diversificada	Carga x circuito (kVA)	Momento eléctrico (kVA x m)	Fases trafo	Tipo de red	Conductor	fp	KG conductor	Voltaje	Fc	K	Regulación %	PL %	PL % acumulada
Tramo 1	574	1	650,00	650,00	373100,00	3	FFFN	1/0	0,9	60,92	13200	1,00	3,E-07	0,13045	0,07661	0,0766

Figura 15. Regulación de la red.

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

Figura 16. Regulación de caída de tensión.

Fuente: CENS S.A.

En la realización de los cálculos se utiliza la expresión matemática descrita a continuación:

$$R\% = F_0 * \frac{kg}{Vl^2} * M$$

Dónde:

F_c = Es el factor de corrección para circuitos no trifásicos. Según “Normas para el diseño y construcción de sistemas de distribución” de CENS, Tabla 30, Capítulo 11, para una red trifásica tetrafilar debe ser 1.

Tabla 28, página 37, Capítulo 11, se encuentran consignados valores para diferentes conductores, factores de potencia y nivel de tensión.

V_l = Es el voltaje de línea de la red o circuito que se está calculando.

M = Es el momento eléctrico de la carga alimentar, el cual está dado por el producto de la potencia aparente de ésta y su longitud total hasta la fuente de alimentación.

K_g = Es la constante de regulación generalizada del conductor, a F_p de la carga. En las “Normas para el diseño y construcción de sistemas de distribución” de CENS, A continuación, se muestra el cálculo tipo para M.T.

Cálculos para M.T. La distancia total de la red trifásica entre el punto de arranque P2A y el poste P3 es de 30 metros, más la distancia de la acometida de media tensión al punto P3trafo 13 metros, la carga hasta dicho punto es la correspondiente a la potencia nominal del transformador proyectado 500 kVA, el conductor existente es número 1/0 AWG Al ACSR cuyo valor de K_g es 52,23, entonces la regulación de la acometida general en M.T. será:

$$R\% = 1 * \frac{52.23}{13200^2} * 500KVA * 43m = 0.0064\%$$

Luego el calibre del cable en este tramo cumple con los límites de regulación para circuitos de media tensión (0.03%) establecidos por CENS S.A. E.S.P. ya que el valor obtenido es mucho menor

Cálculos de Pérdidas de Potencia. Las pérdidas de potencia en un sistema trifásico se deben calcular para los diseños eléctricos de la siguiente manera:

$$PL\% = \frac{r * M}{Vl^2 * F.P} * 100$$

Dónde:

M = Momento eléctrico en kVA*m.

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

F.P.= Factor de potencia de la carga.

VI= Tensión de línea en voltios.

Así mismo, los límites estipulados en la norma CENS son los siguientes:

Componente.	Pérdidas de potencia.
Líneas de distribución (M.T).	1 %
Redes de baja tensión.	7 %
Transformadores.	De acuerdo a NTC 818, 819 y 1954- última actualización.

Figura 17. Límites de regulación de voltaje.

Fuente: CENS S.A.

Entonces:

Cálculos para M.T. La carga total entre el punto de arranque P2 y el poste P3 es de 500 kVA con una distancia de 43 metros, el conductor es el número 1/0 AWG Al ACSR cuyo valor de resistencia es 0,534 Ω /km, y el factor de potencia de la carga se tomó de 0,8 en atraso, entonces las pérdidas de potencia en la acometida son:

$$PL\% = \frac{0.534 \cdot 0.534 \frac{\Omega}{\text{km}} * (500 \text{KVA} * 43 \text{m})}{13200^2 * 0.8} * 100 = 0.0073\%$$

Luego el calibre del cable cumple con los límites de pérdidas de potencia para acometidas en media tensión establecidos, ya que es menor al 1%.

Los cálculos de pérdidas de potencia que se realizaron se pueden observar en los cuadros de cálculo presentes en los planos anexos.

Selección de estructuras de media tensión. Para la selección de las estructuras se tuvieron en cuenta los puntos de apoyos de la red principal para poder definir qué tipo de estructura por media tensión serían los más adecuados de acuerdo a sus funciones y derivaciones. Iniciando con la red desde su punto de traslado y según diseño trazado en plano se inicia con la primera selección de estructuras desde el punto P1 siendo esta igual al punto de apoyo de la estructura de la red anterior en diferente punto. Igualmente, P2 RH231 13.2KV.

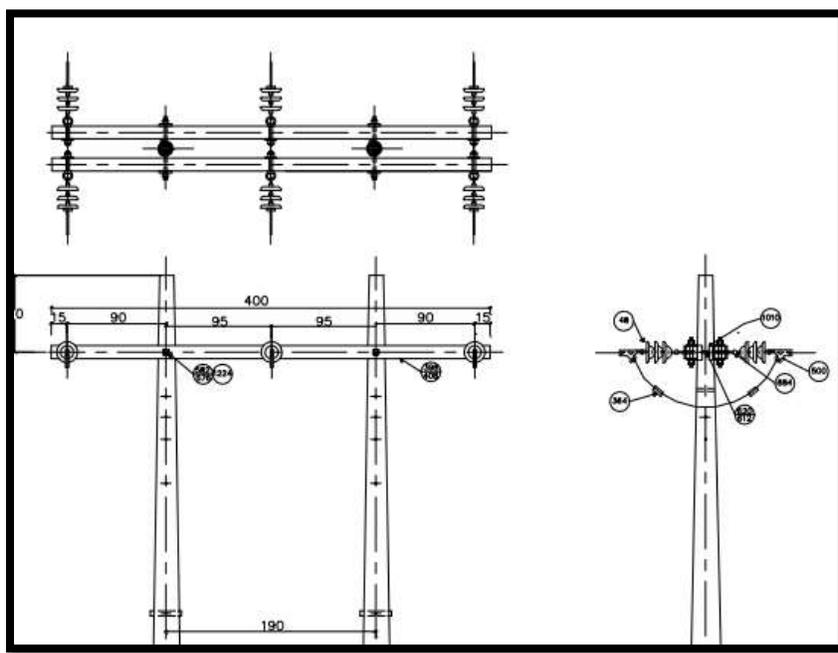


Figura 18. Estructura RH-231.

Fuente: CENS S.A

Listado de materiales para la estructura.

COD. MAT.	DESCRIPCION	UNIDAD	UNIDAD DE COSTO	
			88	103
			CANTIDAD	
48	AISLADOR TIPO SUSPENSION DE 6" ANSI 52-1	UN	12	18
104	ARANDELA DE PRESION DE 5/8"	UN	8	8
364	CONECTOR ALUMINIO RANURAS PARALELAS 1 PERNO 2/0-6 AWG	UN	6	6
398	CRUCETA DE MADERA 100 x 100 MM x 2.4 MT	UN	2	-
408	CRUCETA METALICA DE 3" x 3" x 1/4" x 2.4 MT	UN	-	2
500	GRAPA DE RETENCION EN ALUMINIO DE 6 - 2/0 AWG 3000 Kg.	UN	6	6
576	PERNO DE 5/8" x 10" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	-	2
582	PERNO DE 5/8" x 16" GALVANIZADO EN CALIENTE	UN	2	-
612	ESPARRAGO DE 5/8" x 10" CON 4 TUERCAS	UN	-	3
620	ESPARRAGO DE 5/8" x 18" CON 4 TUERCAS	UN	3	-
884	TUERCA DE OJO ALARGADO DE 5/8"	UN	6	6
1010	SILLA PARA CRUCETA DE MADERA 120 x 100 mm (PARTE RECTA 86 mm)	UN	4	-
1224	ARANDELA CUADRADA PLANA DE 5/8"	UN	14	14

Figura 19. Listado de materiales de RH 231.

Fuente: CENS S.A

- Código: 88 estructura en abertura trifásica en h RH231 13.2KV cruceta madera.
- Código: 103 estructura en abertura 3Ø en h disposición horizontal RH231 13.2KV cruceta metálica.
- Para el punto P2A se proyectan dos estructuras: 550 y 730. Una estructura 560 para una retención de disposición horizontal trifásica para punto de partida de una estructura 730 para derivación trifásica con cortacircuitos.

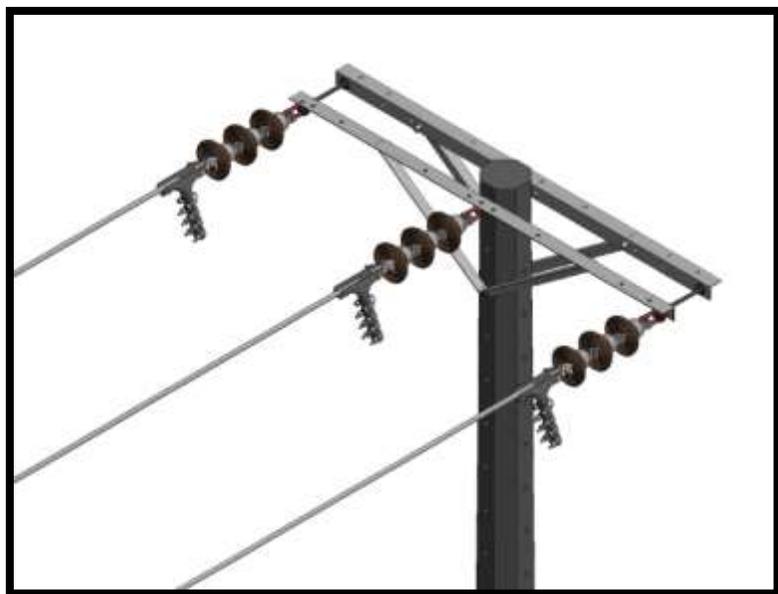


Figura 20. Estructura 550.

Fuente: CENS S.A

COD. MAT	DESCRIPCIÓN	UND	UND DE COSTO
			78
			CANTIDAD
200149	AISLADOR SUSPENSION PORCELANA 15 kV 6 1/2" ANSI C29.2 CLASE 52-1 CLEVIS-LENGÜETA	UN	9
213302	ARANDELA PRESION 1/2"	UN	4
213303	ARANDELA PRESION 5/8"	UN	2
213305	ARANDELA PLANA REDONDA 1/2"	UN	4
213306	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	UN	2
218615	CRUCETA METALICA 2000MM 3"X3"X1/4"	UN	2
220535	DIAGONAL METALICA EN V 1 1/2"X1 1/2"X3/16" 1100MM	UN	2
211318	ESLABON EN U 5/8" FORJADO GALVANIZADO	UN	3
211393	ESPARRAGO 5/8" X 14"	UN	2
211418	TORNILLO DE MAQUINA HEXAGONAL ACERO GALVANIZADO 1/2" X 1 1/2"	UN	4
211447	TORNILLO DE MAQUINA HEXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8" X 10"	UN	2
211356	TUERCA DE OJO ACERO ALARGADA 5/8"	UN	3
213341	GRAPA DE RETENCION ALUMINIO TIPO PISTOLA 2/0AWG A 266.8 KCMIL	UN	3

Figura 21. Listado de materiales de 550.

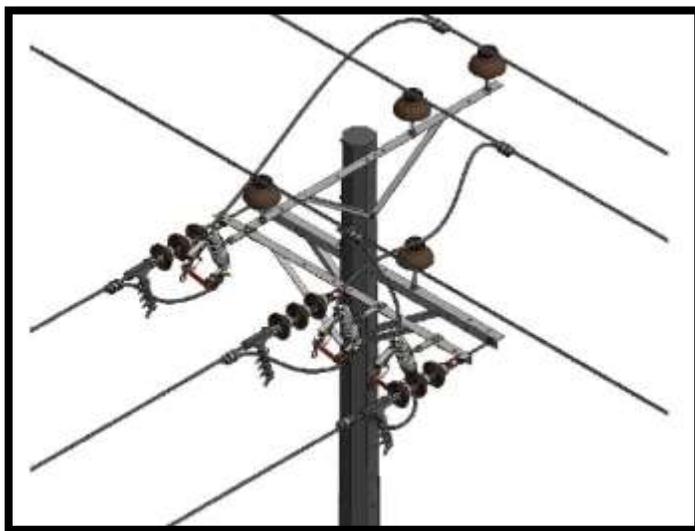


Figura 22. Estructura CENS 730.

Fuente: CENS S.A

COD. MAT	DESCRIPCIÓN	UND	UND DE COSTO
			232 CANTIDAD
200149	AISLADOR SUSPENSION PORCELANA 15KV 6 1/2" ANSI C29.2 CLASE 52-1 CLEVIS-LENGÜETA	UN	9
200145	AISLADOR PIN PORCELANA 15KV 7" ANSI C29.5 CLASE 55-5	UN	4
213302	ARANDELA PRESION 1/2"	UN	9
213303	ARANDELA PRESION 5/8"	UN	4
213305	ARANDELA PLANA REDONDA 1/2"	UN	9
213306	ARANDELA PLANA REDONDA 5/8"	UN	4
218615	CRUCETA METALICA 2000MM 3"X3"X1/4"	UN	3
220535	DIAGONAL METALICA EN V 1 1/2"X1 1/2"X3/16" 1100MM	UN	3
212949	CONECTOR RANURAS PARALELAS ALUMINIO PRINCIPAL Y DERIVACION 1/0 AWG A 477 KCMIL 2 PERNOS	UN	6
211318	ESLABON EN U 5/8" FORJADO GALVANIZADO	UN	3
211393	ESPARRAGO 5/8" X 14"	UN	2
211418	TORNILLO DE MAQUINA HEXAGONAL ACERO GALVANIZADO 1/2" X 1 1/2"	UN	9
211447	TORNILLO DE MAQUINA HEXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8" X 10"	UN	2
211448	TORNILLO DE MAQUINA HEXAGONAL ACERO GALVANIZADO 5/8" X 12"	UN	2
211381	ESPIGO 5/8" X 7 1/2" PARA AISLADOR TIPO PIN	UN	4
211356	TUERCA DE OJO ACERO ALARGADA 5/8"	UN	3
210196	CORTACIRCUITO MONOPOLAR 100A 15KV ROMPE FUSIBLE 12KA	UN	3
213341	GRAPA DE RETENCION ALUMINIO TIPO PISTOLA 2/0AWG A 266.8 KCMIL	UN	3
211142	FUSIBLE EXPULSION 15A TIPO T 15 kV	UN	3
217357	HERRAJE DE SOPORTE TIPO L ESPESOR 3/8" PARA CORTACIRCUITO Y DPS EN LINEA	UN	3

Figura 23. Listado de materiales de estructura 730.

Fuente: CENS S.A

Para el punto P3 se proyecta una estructura 550 que recibe y una estructura 730 para abrir el circuito y de protección del transformador. En el punto P4 se proyecta una estructura 550

4.5 Definir un presupuesto para la ejecución del proyecto

El proceso de determinación del presupuesto implica sumar los costos de las actividades del proyecto a lo largo de toda la vida del mismo, de tal forma que se pueda disponer de información económica del costo del proyecto en su conjunto y también por fases. El resultado de este proceso dará lugar a la línea de costos, que servirá como punto de partida para controlar si la ejecución de los costos del proyecto se ajusta a esta previsión. Este proceso es más complejo que la mera suma de los costos de las actividades (CEUPE, 2022).

4.5.1 Listado de acciones y tareas. El proyecto fue dividido en dos partes: montaje del sistema de la red eléctrica y montaje de sistema de la subestación. Con el fin de dar con cada una de las acciones mucho mejor y así poder tener en cuenta los costos que llevan a ejecutar dichas acciones y así definir un presupuesto lo más real posible a su ejecución.

Montaje del sistema de la red eléctrica. Teniendo en cuenta el diseño en plano realizado se proyectó la instalación de 7 postes de concreto. Para la instalación de los postes se deben realizar tareas de:

- Excavación hincada de poste
- Fundido de base del poste en concreto,
- Vestido de estructuras de postes
- Montaje de red de media tensión
- Conexión de la red eléctrica.

Montaje de la subestación.

- Instalación del sistema de puesta a tierra de la subestación
- Obra civil de la infraestructura de la subestación.
- Montaje del transformador
- Cableado y conexionado de accesorios.

Realizar una estimación temporal. Una vez conocidas las acciones que se deben ejecutar para el desarrollo del proyecto, es el momento de evaluar cuánto tiempo tomará cada una de ellas (ENSA, 2018).

Montaje del sistema de la red eléctrica:

- Excavación: 4 días
- Hincada de poste: 3 días
- Fundido de base del poste en concreto: 3 días
- Vestido de estructuras de postes: 2 días
- Montaje de red de media tensión: 1 día
- Conexionado de la red eléctrica. 1 día

Montaje de la subestación.

- Instalación del sistema de puesta a tierra de la subestación: 15 días
- Obra civil de la infraestructura de la subestación: 2 meses.

- Montaje del transformador: 1 día
- Cableado y conexionado de accesorios: 15 días

Siento un tiempo en total de la ejecución de 3 meses y 15 días.

Calcular los costos laborales internos. Se refiere a los gastos del personal que figura en planilla. Este precio se determina tomando en cuenta la cantidad de empleados que serán necesarios para llevar a cabo las tareas del proyecto y el tiempo que demorarán las mismas (ENSA, 2018).

Montaje del sistema de la red eléctrica:

Tabla 7. Costos sistema de red.

Actividad	N. personal	Días	Pagos por días	almuerzos	Hidratación	Total
Excavaciones	5	4	65000	9000	15000	\$ 1.396.000
Hincada de postes	6	3	65000	9000	15000	\$ 1.242.000
fundido de base del poste en concreto	4	3	65000	9000	15000	\$ 852.000
Vestido de estructuras de postes	3	2	120000	9000	15000	\$ 768.000
Montaje de red de media tensión	2	3	120000	9000	15000	\$ 792.000
Conexionado de la red eléctrica.	1					
					Total	\$ 5.050.000

Montaje de la subestación.

Tabla 8. Costos de subestación.

Actividad	N. de personal	Días	Pagos por días	almuerzos	Hidratación	Total
Instalación del sistema de puesta a tierra	5	15	65000	9000	15000	\$5.235.000
Obra civil de la infraestructura de la subestación	6	3	65000	9000	15000	\$1.242.000
Montaje del transformador	4	3	65000	9000	15000	\$852.000
vestido de estructuras de postes	3	2	120000	9000	15000	\$768.000
Cableado y conexionado de accesorios	3	1	120000	9000	15000	\$384.000
					Total	\$8.481.000

Calcular los costes de mano de obra externa. Por lo general, en un proyecto se debe recurrir a otra compañía para la ejecución de algunos trabajos. Estos recursos deben tomarse en cuenta en la estimación de costos (ENSA, 2018).

Tabla 9. Costos externos.

Actividad	Valor	Und.	Total
Grúa para traslado de postes	\$1.500.000	2	\$3.000.000
Grúa para traslado e instalación de transformador	\$2.000.000	1	\$2.000.000
Grúa para hincada de poste	\$ 700.000	5	\$3.500.000
		Total	\$ 8.500.000

Investigar los materiales para el proyecto. En todo proyecto, llegará un momento en el que se necesitará la utilización de herramientas o equipos. También debe contabilizarse los costos de estos materiales (ENSA, 2018).

Tabla 10. Costos de materiales.

Ítem	Materiales	Unid/Mts	cantidad	V. Unitario	V. Total
1	Aisladores poliméricos de suspensión	UND	30	70.000	2.100.000
2	Espárragos 5/8" X 16"	UND	16	12.000	192.000
3	Tuerca de ojo acero alargada 5/8"	UND	30	15.000	450.000
4	Cruceta metálica 2000MM 3"X3"X1/4"	UND	8	120.000	960.000
5	Grapa de retención aluminio tipo pistola 2/0AWG A 266.8 KCMIL	UND	30	70.000	2.100.000
6	Diagonal metálica en V 1 1/2"X1 1/2"X3/16" 1100MM	UND	5	45.000	225.000
7	Cruceta metálica de 3" x 3" x 1/4" x 2.4 MT	UND	4	180.000	720.000
8	Poste de concreto 1500 kgf	UND	4	3.000.000	12.000.000
9	Poste de concreto de 14 mts 1350 kgf	UND	2	1.800.000	3.600.000
10	Poste de concreto de 14 mts 1500 kgf	UND	1	2.000.000	2.000.000
11	Cable de Aluminio Desnudo No 2-0 ACSR Metro	MTS	1656	8.000	13.248.000
12	Transformador de 500KVA	UND	1	80.000.000	80.000.000
13	Cortacircuitos 15kv 100A	UND	6	400.000	2.400.000
14	Pararrayos polimérico	UND	3	295.000	885.000
15	Cable desnudo en cobre 2/0 AWG	MTS	50	76.000	3.800.000
16	Barrilla de cobre 5/8"X2.4MTS	UND	9	300.000	2.700.000
				total	\$127.380.000

Presupuesto total del proyecto.**Tabla 11.** Presupuesto proyecto.

Costos laborales internos	\$13.531.000
Costos laborales externos	\$8.500.000
Costos de materiales	\$127.380.000
Total	\$149.411.000

5. Conclusiones

Al hacer cada uno de los análisis correspondientes para el desarrollo del proyecto el cual era el diseño del sistema eléctrico para la ampliación de carga de la planta de coquización CT2 Cúcuta, Norte de Santander se puede observar que el transformador solicitado por la empresa Excomin CT2 de 500 KVA cumple con la demanda de cargas máximas dadas por la recolección de toda la información necesaria teniendo en cuenta la potencia del transformador existente de 150 KVA el cual continuara en funcionamiento, también se seleccionó un transformador PAD MOUTED debido a las condiciones del ambiente el cual es corrosivo y estos transformadores vienen tipo encapsulados dando más vida útil.

Al ayudar a realizar este proyecto, aprendí a manejar AutoCAD el cual es un programa multifacético que permite desarrollar proyectos de índole de diseño, ingeniería etc. También aprendí a identificar los diferentes tipos de estructuras, a conocer las normas CENS ya que para el diseño de la red de MT y de la subestación fue necesario leerlas y aplicarlas.

Observando todas las problemáticas en la elaboración de este proyecto me di cuenta que la universidad Francisco de Paula Santander tiene falencias en esta área, ya que como electromecánicos deberíamos recibir un poco de formación para proyectos de esta índole porque se tiene poco conocimiento de ciertos programas.

Referencias Bibliográficas

- Alencar, F., & Di Lavello, T. (2019). *Redes de media tensión*. <http://calidadlearning.com/w/c/t/8AECNED9/CIER%20PERFEC%20DIS%20MOD%20IV%20-%20Semana%202%20Tema%201%20sin%20Notas.pdf>
- Arias, F. (2012). *El Proyecto de Investigación: Introducción a la Metodología Científica* (5ª. Ed.). Editorial Epistone.
- Bernes, G. V., & Robles, D. I. (2016). *Diseño, cálculos eléctricos y mecánicos de un proyecto de electrificación rural en la comunidad Tisey municipio de Wiwili* (tesis de pregrado, Universidad Nacional de Ingeniería). Repositorio institucional UNI. <https://ribuni.uni.edu.ni/1356/>
- Calderón, J. E. (2015). *Propuesta de diseño eléctrico para conjuntos residenciales de apartamentos* (tesis ed pregrado, Universidad Francisco José de Caldas). Repositorio Institucional Udistrital. <https://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/4684>
- CDM Transformadores. (2018). *Transformadores sumergidos en líquido refrigerante. Transformador trifásico*. <http://www.transformadorescdm.com/ficha-tecnica/ficha-tecnica-transformador-trifasico.pdf>
- CENTElsa. (2005, marzo). *Regulación de tensión en instalaciones eléctricas*. <http://www.centelsa.com.co/archivos/3d6c0e37.pdf>

Centrales Eléctricas Norte de Santander. (2015). *Norma Técnica Tomo I.*

<https://www.cens.com.co/proveedores/en-us/gestiondecontratacion/normatividadinterna/tomoi.aspx>

Centrales Eléctricas Norte de Santander. (2016a). *Capítulo 2 Parámetros de Diseño CENS-*

Norma Técnica - CNS-NT-02. 1–63. <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%202/CAPITULO-2-Parametros-de-Disen%C3%B3-CNS-NT-02.pdf?ver=2020-11-12>

Centrales Eléctricas Norte de Santander. (2016b). *Capítulo 3 Redes de Media y Baja Tensión*

CENS-Norma Técnica - CNS-NT-03. 1–44. <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/norma/CAPITULO%203/CAPITULO-3-Redes-de-Media-y-Baja-Tension-CNS-NT-03.pdf?ver=2020-11-12>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2007, 12 de diciembre). *Res. 099 de 2007. Por la cual se ordena hacer público un proyecto de resolución de carácter general que pretende adoptar la CREG para aprobar la fórmula tarifaria general que permite a los Comercializadores Minoristas de electricidad establecer los costos de prestación del servicio a usuarios regulados en el Sistema Interconectado Nacional.*

<http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/Indice01/Resoluci%C3%B3n-2007-CREG099-2007>

Chicaguala, M. H. (2017). *Análisis técnico económico proyecto fotovoltaico para autoconsumo de un Datacenter* (tesis de pregrado, Universidad Ex Umbra In Solem). Repositorio Institucional USM.

<https://repositorio.usm.cl/bitstream/handle/11673/22518/3560902048840UTFSM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

González, D. (2006). *Ubicación de subestaciones por medio de densidades de carga* (tesis de pregrado, Universidad de San Carlos de Guatemala). Repositorio Institucional USAC. http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0618_EA.pdf

Gutiérrez, M. (2018). *Energía Eléctrica*. Twenergy. <https://twenergy.com/energia/energia-electrica/#:~:text=La%20energ%C3%ADa%20el%C3%A9ctrica%20es%20una,cables%20met%C3%A1licos%20como%20el%20cobre.>

Hernández, R., Fernández, C., & Baptista, M. (2014). *Metodología de la investigación* (6ª. Ed.). McGraw-Hill.

Ibarra, M. L. (2018). *Propuesta de una metodología que permita optimizar el uso de los recursos asociados al plan de mantenimiento de la subestación la ínsula de la empresa Centrales Eléctricas de Norte de Santander* (tesis de pregrado Universidad Libre). Repositorio Institucional UL. <https://n9.cl/d16nh>

López, O. J., & Rey, D. C. (2017). *Análisis de la Normatividad para el Diseño de Subestaciones en MT* (tesis de pregrado, Universidad Distrital). Repositorio Institucional Udistrital. <https://repository.udistrital.edu.co/handle/11349/7920>

Patiño, E. (2012). *Dimensionamiento de subestaciones de alta tensión* (tesis de pregrado, Universidad Autónoma de Occidente). Repositorio Institucional UAO. <https://red.uao.edu.co/bitstream/handle/10614/3147/TEL01012.pdf?sequence=1>

Quintero, M. J. (2013). *Diseño de circuito de media tensión para alimentar el corregimiento de san José de oriente (Cesar)* (tesis doctoral, Universidad de la Costa). Repositorio Institucional UC.

<https://repositorio.cuc.edu.co/bitstream/handle/11323/614/1143129853.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Saraccini, J. L. (2016). *Requerimientos para la implementación de la automatización y control de mantenimiento preventivo de equipo de potencia, por medio de termografías en subestaciones del sistema central, INDE* (tesis de pregrado, Universidad de San Carlos de Guatemala). Repositorio Institucional USAC.

http://biblioteca.usac.edu.gt/tesis/08/08_0935_EA.pdf

Tamayo y Tamayo, M. (2012). *El Proceso de Investigación Científica*. Editorial Limusa.

Vega, A. J. (2020). *Apoyo en el diseño de reposición de redes de media y baja tensión del circuito IT01714 del barrio lleras Restrepo de la ciudad de san José de Cúcuta* (tesis d pregrado, Universidad Francisco de Paula Santander). Repositorio Institucional UFPS.

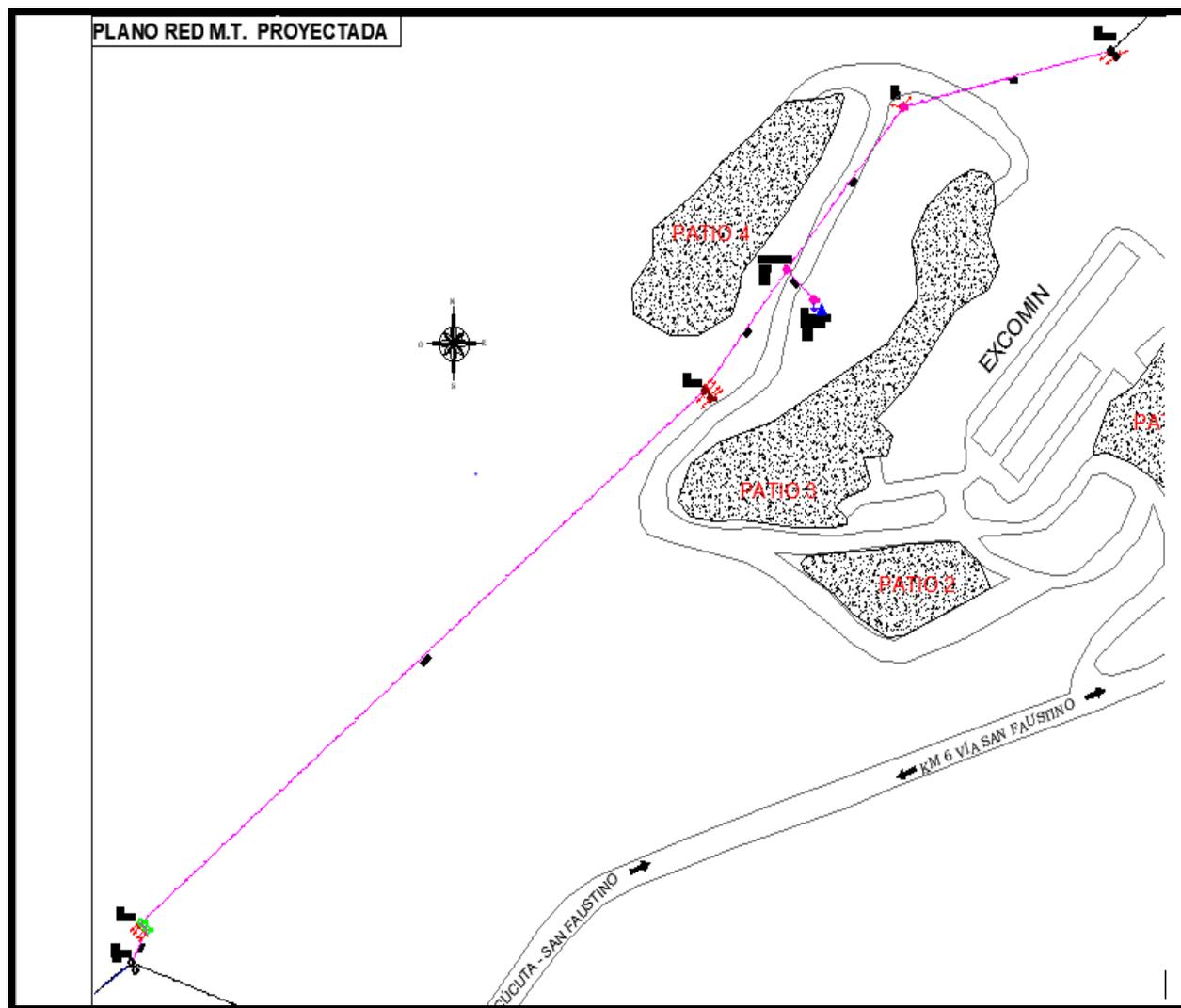
http://alejandria.ufps.edu.co/cgi-bin/koha/opac-detail.pl?biblionumber=56586&query_desc=an%3D15917

Zambrano, A. (2017). *Conductores Eléctricos*.

https://www.electricistasdechile.cl/download/material_tecnico/conductores%20electricos.pdf

Anexos

Anexo 1. Plano proyectado.



Anexo 2. Red proyectada.

