



**ESTRUCTURA Y ELECTRIFICACIÓN DE UN LAVADERO DE VEHÍCULOS EN LA
CIUDAD DE CARTAGENA DE INDIAS COLOMBIA**

Carlos Andrés Bernate Izquierdo.
Código. 21131312710

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Electromecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Bucaramanga, Colombia

2022

**ESTRUCTURA Y ELECTRIFICACIÓN DE UN LAVADERO DE VEHÍCULOS EN LA
CIUDAD DE CARTAGENA DE INDIAS COLOMBIA**

Carlos Andrés Bernate Izquierdo.

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:

Ingeniero Electromecánico

Director

Ciro Antonio Carvajal Labastida, Ing. Mecánico M. Sc.
ciro.carvajal@uan.edu.co

Codirectora

Elcy Patricia Prado Fajardo, Ing. Eléctricista
patriciaprado@uan.edu.co

Línea de Investigación:

Sistemas electrónicos

Universidad Antonio Nariño

Programa Ingeniería Electromecánica

Facultad de Ingeniería Mecánica, Electrónica y Biomédica

Bucaramanga, Colombia

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

El trabajo de grado titulado **Estructura y electrificación de un lavadero en la ciudad de Cartagena de India**, Cumple con los requisitos para optar Al título de Ingeniero Electromecánico.

Firma del Tutor

Firma Jurado

Firma Jurado

Bucaramanga 15 mayo 2022

Dedicatoria

Dedico este trabajo a tres mujeres maravillosas en mi vida, a mi madre que su esfuerzo y dedicación es inspiración en la vida, mi hermana que siempre ha estado en cada momento brindado su apoyo incondicional, mi esposa que es motivación, fuerza y motor para cumplir cada meta y sueño juntos.

Carlos Andrés Bernate Izquierdo

Tabla de contenido

Resumen	11
Abstract	12
Introducción	13
Objetivos	14
1. Marco teórico	15
1.1. Cuadro de cargas	15
1.2. Puesta a tierra	16
<i>1.2.1 Diseño de sistema puesto a tierra (SPT)</i>	16
<i>1.2.2 Mediciones para SPT</i>	19
1.3. Diagramas Unifilares, planos eléctricos	21
<i>1.3.1 Elementos básicos de un sistema unifilar eléctrico</i>	21
<i>1.3.2 Símbolos en diagrama unifilares</i>	22
<i>1.3.3 Que nos muestra un diagrama unifilar</i>	23
1.4 El transformador eléctrico	24
<i>1.4.1 Tipos de Transformadores</i>	24
<i>1.4.2 Requisitos de instalación</i>	25
2. Desarrollo del proyecto	27
2.1 Memoria descriptiva	27
<i>2.1.1. Peticionario y objeto</i>	27
<i>2.1.2. Emplazamiento</i>	27
<i>2.1.4 Descripción de la investigación</i>	29
2.2 Cálculos Justificativo	31

2.2.1 <i>Análisis y cuadros de carga iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos</i>	31
2.2.2 <i>Análisis del nivel tensión requerido</i>	32
2.2.3 <i>Cálculos de regulación media tensión y baja tensión</i>	32
2.2.4 <i>Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia de carga</i>	34
2.2.5 <i>Cálculo económico de conductores</i>	37
2.2.6 <i>Cálculos de canalizaciones</i>	37
2.2.7 <i>Cálculos de pérdida de energía</i>	38
2.2.8 <i>Cálculos eléctricos, cortocircuito, protecciones y PT</i>	39
2.2.9 <i>Verificación de los conductores</i>	41
2.2.10. <i>Cálculos de puesta a tierra y estudio de resistividad</i>	42
2.2.11. <i>Cálculos eléctricos: aislamiento y protección contra rayos, riesgo eléctrico</i>	44
2.4 Nivel de riesgo bajo	49
2.5 Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlo	50
2.6 Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas,	54
2.6.1 <i>Clasificación de áreas</i>	55
2.7 Cálculo Mecánicos (para redes aéreas)	55
3. Diagramas unifilares	57
4. Conclusiones y recomendaciones	58
Bibliografía	60
Anexos	61

Listas de figura

Figura 1 Método de medición Wenner	20
Figura 2 Diagrama unifilar	21
Figura 3 Símbolos según norma IEC normalizado RETIE	23
Figura 4 Vista ubicación del proyecto	27
Figura 5 Ubicación del lavadero de vehículos	29
Figura 6 Ocupación de ductos	38
Figura 7 Equipo de medición	43
Figura 8 Medidas obtenidas	43
Figura 9 Malla de puesta a tierra	44
Figura 10 Análisis y cálculos de los niveles de riesgo ante rayos	48
Figura 11 configuraciones PAT de acuerdo a la resistividad aparente del terrero	50

Listas de Tablas

Tabla 1 Valores de referencia para resistencia de puesta tierra	19
Tabla 2 Barrajes de tierra-Transformadores	25
Tabla 3 Emplazamiento	28
Tabla 4 Instalación media tensión	29
Tabla 5 Instalación baja tensión	30
Tabla 6 Instalación centro de transformación	30
Tabla 7 Equipos de medidas	31
Tabla 8 Análisis de potencia cargas existentes	31
Tabla 9 Caída de tensión	33
Tabla 10 Calibre del conductor	34
Tabla 11 Cálculo del transformador	35
Tabla 12 Características técnicas	36
Tabla 13 Cálculos económicos	37
Tabla 14 Perdidas de energía	38
Tabla 15 Fusibles para transformadores convencionales	40
Tabla 16 Datos para cálculo de sección mínima de conductor	41
Tabla 17 Característica del conductor	42
Tabla 18 Datos técnicos del DPS	47
Tabla 19 Datos técnicos del seccionador del circuito	47
Tabla 20 Matriz de riesgo descarga atmosféricas	49
Tabla 21,22 Análisis de riesgo	51
Tabla 23,24 Análisis de riesgo	52
Tabla 25,26 Análisis de riesgo	53
Tabla 27 Valoración de las actividades de riesgo	54

Tabla 28 Capacidad mecánica de poste	55
Tabla 29 Elementos de apoyo	56
Tabla 30 Peso propio CT y esfuerzo horizontal	56
Tabla 31 Características del poste	56
Tabla 32 Simbología utilizada para diagramas unifilares	57

Lista de Anexos

	Pg.
Anexo 1. Curvas de la respuesta de fusibles en el tiempo	60
Anexo 2. Mapa de densidad	61
Anexo 3. Tabla de exposición según norma RETIE 2013	63
Anexo 4. Diagrama unifilar	64
Anexo A. Cálculos de puesta a tierra	65
Anexo B. Planimetría ubicación de lavadero	67
Anexo C. Distancia Mínimas de seguridad	68
Anexo D. Vista lateral subestación tipo poste EPP02	69

Resumen

El documento contiene el diseño de una red de baja tensión para la estructuración y electrificación de un lavadero de vehículos en la ciudad de Cartagena, el desarrollo del diseño registra el cuadro de carga correspondiente para obtener los materiales para la instalación del transformador, conductores, protecciones y demás materiales adecuados para cumplir los requisitos solicitados por la empresa de transporte de la ciudad de Cartagena, Coointracar, que es la empresa contratante. El documento muestra el diseño de la puesta a tierra del proyecto para evitar arcos eléctricos o algún tipo de falla que puedan generar accidentes que comprometan la salud o seguridad de los visitantes o trabajadores, a su vez este el diseño cumple con las normas técnicas de RETIE, y las normas especificadas en los proyectos eléctricos de AFINIA, empresa prestadora del servicio, y encargada de dar autorizaciones administrativas para la instalación de la red diseñada de su futura ejecución.

Palabras Claves: Estructuración y Electrificación, puesta a tierra, Normas RETIE, Cuadro de carga,

Abstract

The of this proyec is to design the low voltaje electrical installation of a carwash at the city Cartagena.

The design include calculating the electrical loads, selecting the materials, sizing the cables, the Transformers and electrical protections in order to meet with client especificiations (Cointracar), to satisfy whit the RETIE regulations and AFINIA, which is the entity that give the conformity and permission to connect to the national electrical network.

Keywords: Structuring goal and carwash electrificacion, Regulations RETIE, The electrical loads, AFINIA

Introducción

En Colombia las microempresas juegan un papel importante en el desarrollo del país, en pro de crear puestos de trabajos y desarrollo económico para una determinada región. Una empresa de transporte en la ciudad de Cartagena tiene como proyecto la construcción de un lavadero de autos para generar puestos de trabajo y aprovechamiento en su flota de vehículos, por tal motivo requiere la estructuración eléctrica del lugar, se plantea un diseño que cumpla con todos los requerimientos de la empresa y satisfaga las necesidades eléctricas demandadas de la misma, por lo tanto se debe realizar un estudio de las normas técnicas que rigen en Colombia para el diseño de media y baja tensión. La importancia de establecer un cuadro de carga con la demanda impuesta para poder establecer el tipo de transformador, los materiales a utilizar durante la ejecución del diseño. La puesta a tierra necesaria para evitar o minimizar los riesgos de salud. siempre teniendo cuenta el cumplimiento de normas técnicas RETIE, NTC 2050 y las condiciones que solicita la empresa prestadora del servicio de la ciudad llamada AFINIA que es la encargada de entregar el aval al diseño para su posterior ejecución.

Objetivos

Diseñar una red eléctrica de baja tensión de un establecimiento comercial tipo lavadero para unos requerimientos de carga eléctrica determinados, mediante la utilización de herramientas de software como Excel para la obtención de los cálculos matemáticos y AutoCAD para la realización de los diagramas unifilares, además se realizará selección de los materiales para que el diseño sea eficiente, confiable y seguro que permita obtener las autorizaciones administrativas para la conexión a red operada por AFINIA.

Objetivos específicos

- a. Definir el cuadro de carga del sistema con el fin de escoger el tipo de transformador y materiales a sugerir en el proyecto a través de la demanda eléctrica establecida por el cliente.
- b. Realizar los cálculos matemáticos correspondientes según las cargas requeridas para obtener el dimensionamiento de la puesta a tierra, conductores, selección de protecciones mediante software y formulas establecidas para el cumplimiento de RETIE, NTC 2050
- c. Diseñar una red de baja tensión aplicando las normas RETIE. NTC 2050 para obtener la mejor relación calidad-precio mediante la escogencia de los materiales que cumplan con los requisitos necesarios y las normas establecidas.

1. Marco Teórico

A través de la historia y dado los avances e investigaciones, en todos los países los gobiernos decretan normas que protegen a todos los ciudadanos en diferentes aspectos, como seguridad, movilidad, trabajo, entre otras, para el caso a tratar en particular a nivel energético en Colombia. El Ministerio de Minas y Energía dicta las normas requeridas para realizar conexiones de alta, media y baja tensión para garantizar la seguridad a todos los usuarios de los servicios eléctricos.

Para llevar a cabo el objetivo el MME ha establecido “el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE)”, la Norma Técnica Colombiana NTC-2050, el reglamento técnico de iluminación y alumbrado público (RETILAP). entre otras reglas y normas que dictan las empresas de servicio eléctrico de cada ciudad o departamento en nuestro caso particular AFINIA

1.1 Cuadro de carga

La primera fase del proyecto comienza con el cuadro de carga o distribución de cargas, en esta fase el cuadro de carga es el resumen de la potencia de los dispositivos o elementos eléctricos en una instalación eléctrica.

El cuadro de cargas, es un requisito para cualquier proyecto de instalación eléctrica cuando esta tiene una carga instalada mayor o igual a 100 kilowatts, para instalaciones con carga instalada menor a 100 kilowatts no es necesario, es suficiente con presentar una relación de las cargas instaladas, esto de acuerdo al Procedimiento para la Evaluación de la Conformidad de la NOM-001-SEDE-2012, Instalaciones Eléctricas, vigente al día de hoy.

Los elementos del cuadro de carga son descritos en función del tipo de circuito y puede variar de acuerdo al diseño eléctrico, pero deben ofrecer una visión clara y rápida del

circuito de la instalación eléctrica.

Con estos datos se puede obtener la potencia instalada en cada circuito, y así nos permite saber la carga total en toda la instalación para saber que transformador es el indicado. Para una mayor información o comprensión se puede encontrar en la NTC 2050 sección 220.

1.2 Puesta a Tierra

Esta fase del proyecto del sistema puesta a tierra proporciona protección de equipos y a personas que transiten por la instalación eléctrica diseñada. Ya que su principal objetivo es evacuar las corrientes eléctricas de falla provenientes del sistema, que las personas no queden sometidas a tensiones de paso, es de carácter obligatorio aplicar la puesta a tierra teniendo en cuenta la máxima energía eléctrica que puede soportar un cuerpo humano, (1.1mA por paso de corriente ,10mA de reacción a soltarse, 25mA por reacción a rigidez muscular). la superación de estas corrientes puede causar incluso la muerte o algún tipo de consecuencia grave en el cuerpo humano.

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en su artículo 15 establece los requerimientos y condiciones que deben cumplir las puestas a tierra de un sistema de distribución, de tal manera que garanticen la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones y equipos.

1.2.1 Diseño de sistema puesto a Tierra (SPT)

Para obtener Parámetros para un diseño confiable y seguro Inicialmente el operador del sistema de red debe otorgarnos todos los datos relacionados con el sistema eléctrico y las condiciones de operación de la red donde se realizará la instalación. Esta información está compuesta por:

Corriente máxima de falla (corrientes asimétricas), derivada o asociada a la siguiente

información:

- Circuito
- Nivel de tensión
- Corriente de falla monofásica asimétrica
- Relación X/R trifásica
- Relación X/R monofásica
- R1 total (Ohmios)
- X1 total (Ohmios)

Configuración: Se refiere al tipo de red, tales como:

- Red trifásica sin neutro y sin cable de guarda
- Red trifásica con neutro y sin cable de guarda
- Red trifásica sin neutro y con cable de guarda
- Red monofásica con neutro y sin cable de guarda
- Red Bifásica sin neutro con y sin cable de guarda. (obtenida de dos fases de un sistema trifásico).

Tiempo de operación para el despeje de fallas:

con respecto a este tema el artículo 23.1 del RETIE dice "...En los sistemas eléctricos de los distribuidores, grandes consumidores y transportadores, el tiempo máximo de despeje de falla de la protección principal, desde el inicio de la falla hasta la extinción del arco en el interruptor de potencia, no debe ser mayor que 150 milisegundos."

Para el diseño del Sistema Puesta a Tierra según RETIE Debemos tener en cuenta:

- ✓ Las Características del suelo, especialmente la resistividad.

la resistividad eléctrica del suelo describe la dificultad que encuentra la corriente a su paso por el, de igual manera se puede definir como la facilidad que encuentra la corriente eléctrica para atravesarlo, para calcular la resistividad existen varios métodos aprobados en el documento *RA6-014 Norma Técnica: mediciones para el sistema de puesta a tierra.*

- Método de Wenner
- Método de Schlumberger-palmer
- Método de medición de una varilla

- ✓ determinar la corriente máxima de falla a tierra.

porcentaje de la corriente de cortocircuito que se disipa por el sistema de puesta a tierra durante una falla.

- ✓ determinar el tiempo máximo de despeje de la falla.

tiempo que transcurre desde el inicio de una falla, hasta el momento en que se despeje por medio de un dispositivo de desconexión accionado por una protección. Comprende tiempos de despeje, comparación, decisión y acción.

- ✓ calcular la resistencia de puesta a tierra.

calcular de forma preliminar las tensiones de paso, contacto, y transferidas a la instalación. Para encontrar la resistividad del suelo y poder hallar el valor de la resistencia necesaria.

valores de referencia puesta a tierra

para el diseño de un SPT, debemos controlar las tensiones de paso, de contacto y transferidas. Podemos tomar los valores de la tabla 1. Que se toman en las normas NTC 2050, NTC 2552

Tabla 1.

Valores de referencia para resistencia de puesta a tierra.

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructura y torrecillas metálicas de líneas o redes con cable de guarda	20 Ω
Subestación de alta y extra alta tensión.	1 Ω
Subestación de media tensión.	10 Ω
Protección contra rayos	10 Ω
Punto neutro de acometida en baja tensión.	25 Ω
Redes para equipos electrónicos o sensibles	10 Ω

Nota: RETIE 2013.

1.2.2. Mediciones para Sistema de Puesta a Tierra.

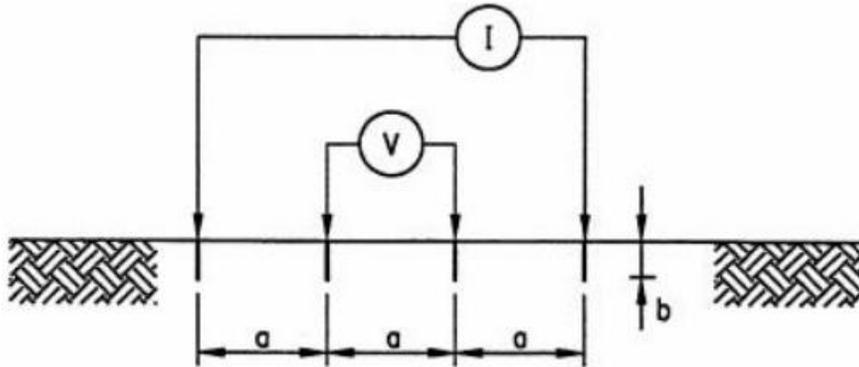
- Mediciones de resistividad aparente.

Según RETIE se puede aplicar el método tetraelectrónico Wenner o método de los cuatro puntos, que es uno de los más utilizado.

El método consiste en enterrar pequeños electrodos tipo varilla, en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “b” y espaciados (en línea recta) una distancia “a” como se ilustra en la figura 1.

Figura 1

Método de medida



Fuente (RETIE, 2013)

Una corriente “I” se inyecta entre los dos electrodos externos y el potencial “V” entre los dos electrodos internos es medido por el instrumento. El instrumento mide la resistencia $R (=V/I)$ del volumen de suelo cilíndrico de radio “a” encerrado entre los electrodos internos. La resistividad aparente del suelo ρ_a , a la profundidad “a” es aproximada por la siguiente ecuación:

$$\rho = \frac{4\pi Ra}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{2a}{\sqrt{4a^2 + 4b^2}}\right)}$$

Donde:

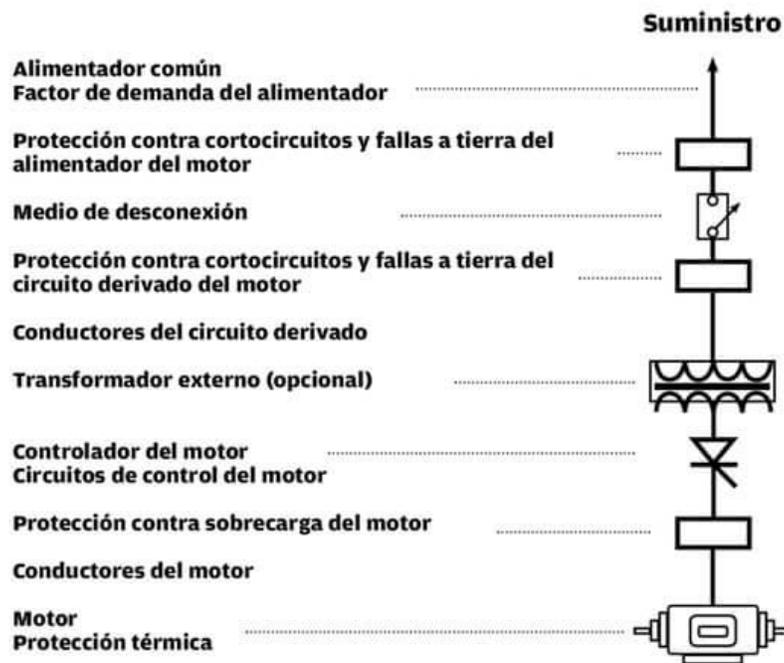
- ρ = Es la resistividad aparente del suelo en ohmios metro
- a = Es la distancia entre electrodos adyacentes en metros
- b = Es la profundidad de enterramiento de los electrodos en metros
- R = Es la resistencia eléctrica medida en ohmios, dada por V/I

la resistencia del Sistema Puesta a Tierra debe estar en monitorización para su mantenimiento y evitando los riesgos posibles de un mal funcionamiento del mismo o variaciones en el terreno. Para más información *RA6-014: normas técnicas: medidas de resistividad eléctrica del suelo.*

1.3 Diagramas unifilares, Planos Eléctricos

un diagrama unifilar es la representación más común y simplificada de un plano eléctrico, que suministra toda la información relevante de la instalación realizada, los elementos principales, como se distribuye la potencia desde la fuente hasta su utilización en los diferentes equipos conectados. Los diagramas unifilares nos muestran los componentes un sistema eléctrico de modo gráfico. Gráficos que a su vez se rigen por la norma IEC60617(international electrotechnical commission), DIN (normas alemanas para la industria). En la figura 2. Tenemos un ejemplo de un diagrama unifilar sencillo que cumple con el propósito de hacerlo de fácil interpretación.

Figura 2
Ejemplo de diagrama unifilar



Nota: Electrica.mx/diagrama-unifilar

1.3.1 Elementos básicos de un sistema unifilar eléctrico

Los elementos o partes de un diagrama unifilar son los siguientes:

- Cuadros eléctricos: Todos los elementos de un cuadro eléctrico se

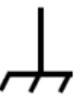
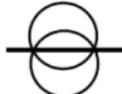
muestran en su interior de un rectángulo generalmente y se suele dibujar con línea discontinua, lo que los diferencia es la etiqueta con un rotulo técnico en la margen inferior derecha.

- Circuito: es una rama del esquema unifilar con dos extremos uno en la parte superior y otro en la parte inferior.
- Características de los conductores y números: la cantidad de conductores en un circuito es representada mediante unos trazos oblicuos, y paralelos entre sí, siempre se representarán los conductores activos.
- Aparatos eléctricos de protección: se muestran en algunos casos. específicos los elementos de protección como interruptores, relés, magno térmicos.
- Receptores: son los equipos o aparatos que el sistema alimenta algunos ejemplos de ellos, tomacorrientes, lámparas, motores.

1.3.2 Símbolos en diagramas unificares.

En la figura 3 se observan algunos de los simbolos que se utilizan para los diagramas unificares

Simbolos según norma IEC normalizado RETIE

					
Interruptor bipolar	Interruptor con luz piloto	Interruptor unipolar con tiempo de cierre	Interruptor diferencial	Interruptor unipolar de dos vías	Interruptor seccionador para AT
					
Interruptor termomagnético	Lámpara	Masa	Parada de emergencia	Seccionador	Subestación
					
Tablero general	Tablero de distribución	Tierra	Tierra de protección	Tierra aislada	Tomacorriente, símbolo general
					
Tomacorriente en el piso	Tomacorriente monofásico	Tomacorriente trifásico	Transformador símbolo general	Transformador de aislamiento	Transformador de seguridad

Nota : RETIE 2013 normalizacion

1.3.3 Que muestra un diagrama unifilar

El diagrama unifilar es una representación gráfica de un solo hilo como su nombre lo indica que nos muestra la integración entre los diferentes elementos que forman la instalación eléctrica

El diagrama unifilar debe mostrar:

- Mostrar toda la estructura en metros cuadrados
- La carga total conectada antes de aplicar la demanda establecida.
- Los factores de demanda establecidos
- La carga final una vez aplicada la demanda establecida
- El tamaño, tipo y dimensiones de los conductores utilizados.

1.4 El transformador eléctrico

El transformador eléctrico es una maquina eléctrica estática que permite aumentar o disminuir la tensión eléctrica de un circuito manteniendo la potencia

El transformador sirve también para la distribución de energía, debido a su funcionamiento es más fácil transportar la energía con alta potencia y baja intensidad eléctrica, otro de los usos frecuentes de los transformadores es que podemos proteger las maquinas eléctricas porque podemos aislar los equipos para evitar los pulsos de energía.

1.4.1. Tipos de Transformadores

- Transformador de potencia. Es un transformado utilizado para la transmisión de energía eléctrica en alta y media tensión, puede ser aplicado en subestaciones transformadoras, están construidos en potencias normalizadas de 1.25 hasta 20MVA en frecuencia de 50 y 60 Hz y tensiones 13.2, 33, 66 y 132 KV
- Transformador de distribución este tipo de transformador es el utilizado para entregar la energía en baja tensión, es la que consumimos en nuestros hogares.
- Transformadores herméticos. Este transformador tiene como principal característica es que no requiere mantenimiento ya que no lleva tanque de expansión de aceite su construcción es más compacta que los otros, se pueden utilizar en interiores o exteriores.
- Transformadores auto protegidos. Este transformador a diferencia de los otros lleva elementos de protección contra sobrecarga y cortocircuitos de la red ya que contiene fusible de alta tensión e interruptores en baja

tensión.

Estos son algunos de los transformadores que se encuentran en el mercado, hay otro tipo de clasificaciones que varían dependiendo de la necesidad y requerimientos específicos, hay que tener en cuenta que la norma RETIE establece que los transformadores mayores o iguales 3KVA están sujetos a la norma NTC3609, NTC1490.

1.4.2 Requisitos de instalación

Para que los transformadores sean instalados deben cumplir las siguientes condiciones según norma NTC3607.

- El tanque, el gabinete, el núcleo y el neutro deben estar conectados a tierra mediante un barraje equipotencial de acero inoxidable o cobre, equipado con tornillos de aceros inoxidables según la potencia del transformador y teniendo en cuenta la tabla 2 según criterio de NTC3607.

Tabla2
barrajes de tierra -transformadores

Potencia del transformador (kVA)	Sección mínima del tornillo (mm ²)	Área mínima del barraje (mm ²)
<2000	125	No aplica
2000-5000	125	1667
5000-10000	313	3906

Nota: ministerio de minas y energía resolución 18 0398 de 2004

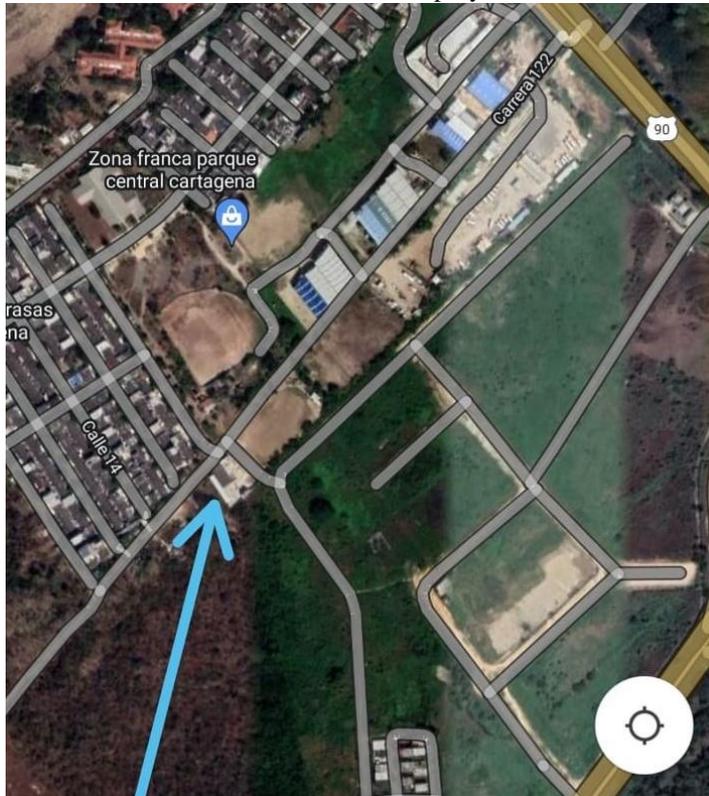
- Todo transformador con bobinados sumergidos en líquido refrigerante debe tener un dispositivo de alivio de sobrepresión que sea fácilmente reemplazable según norma NTC3609
- Los dispositivos para colgar en poste deben ser diseñados para un factor de seguridad de 5 cuando es soportado en un plano vertical únicamente

desde el dispositivo superior según norma NTC3609
para verificar todas las condiciones para las instalaciones de transformador tener en
cuenta la NTC3609, RETIE, sección 450 de la NTC 2050 del 25 noviembre de 1998.

2. Desarrollo del Proyecto

Este proyecto tiene como objeto el diseño de una red eléctrica que abastecerá con carga eléctrica a un lavadero de vehículos comerciales ubicado en la ciudad de Cartagena de indias. Específicamente en el sector conocido como el Rodeo.

Figura 4.
Vista aérea de la ubicación del proyecto.



Nota: Google maps.

2.1 Memoria descriptiva

El presente proyecto se ajusta a lo solicitado por el RETIE y a lo especificado en los proyectos tipos eléctricos de **AFINIA S.A.S** Según aplique:

- Líneas aéreas de media tensión desnuda.
- Líneas aéreas de baja tensión.
- Centro de transformación tipo poste.
- Líneas aéreas de media tensión forradas.

- Líneas Subterráneas de Media y Baja Tensión

2.1.1. Peticionario y Objeto

Cliente/Dueño del proyecto:

Cooperativa Integral de Transportes de Cartagena COINTRACAR

Cédula/Nit del cliente: 800.068.455-2

Teléfono fijo y teléfono celular del cliente: 6056424799-3126688052

El objeto del presente documento es la obtención de las autorizaciones administrativas de la conexión del proyecto de estructuración y electrificación de un lavadero de vehículos en la ciudad de Cartagena a la red operada por **AFINIA S.A.S**

2.1.2. Emplazamiento

En la siguiente tabla 3 se incluye la localización geográfica del proyecto y su categorización según Proyecto Tipo eléctrico.

Tabla 3

Emplazamiento

Departamento(s)	BOLIVAR
Municipio(s)	CARTAGENA
Localidad(es)	SECTOR 2 MZ 7 – 7 URB, EL RODEO
Zona	ZONA A
Área	AREA URBANA
Contaminación	CONTAMINACION ALTA

Fuente: Autor

Figura 5

ubicación del lavadero de vehículos



Fuente: Autor

2.1.3 Descripción de la investigación

Los datos suministrados por la empresa prestadora de servicio donde se suministrará la media tensión.

Circuito(s) Origen de Media Tensión: TERNERA 7, S/E TERNERA

Tabla 4

Instalación de Media Tensión:

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (KV)	(13,2)
Potencia máxima de transporte (MVA)	0.075
Conductor(es)	AAAC 123.33
N° Circuitos	1
Origen	EPE01
Final	EPP02
Longitud Red Aérea (km)	0.010
Longitud Red Subterránea (km)	N/A

Fuente: autor

Tabla 5.

Instalación de Baja Tensión:

DESCRIPCIÓN	CARACTERÍSTICA
Tensión nominal de diseño (V)	(220/127V)
Conductores	350MCM, THHN 90°C, AL SERIE 8000 (FASES Y NEUTRO)
Configuración de la línea de B. T	(SUBTERRANEA USO EXCLUSIVO)
Número de clientes/Tipo	(1)
Longitud Red Aérea (km)	(N/A)
Longitud Red Subterránea (km)	(0,020)

Fuente: autor

Tabla 6

Instalación Centro de Transformación (C.T.):

DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
Potencia	KVA	75
Aislante		
Tensiones	Vp	13200
	Vs	220/127
Tipo de transformador	(CONVENCIONAL)	
Grupo de conexión	DYN5	
Temperatura de aceite	°C	85
Temperatura de devanados	°C	85
Bil	kV	95
Uz	%	3.5

Fuente: autor

Tabla 7 Equipos de medida (Tener presente RES CREG 038 de 2014):

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	VALOR
Medidor		
Tipo de Medida		SEMIDIRECTA
Tensión de servicio	KV	0.220
Corriente de servicio	A	5
Clase de precisión		0.5
Transformadores de Medida		
Relación de transformación (TC's)	A	400/5
Relación de transformación (TP's)	V	N/A
Tipo		EXTERIOR EN CAJA
Clase de precisión		0.5

Fuente Autor

2.2 Cálculos justificativos

2.2.1. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.

Tabla 8

Análisis de potencia cargas existentes.

TABLERO	CIRCUITOS	CARGA	PROTECCION	CONDUCTORES	MATERIAL	DUCTO
		VATIOS	AMPERIOS			
CUARTO DE MAQUINAS	N/A	21206	3X80	3X4F s + 1X4N +1X8T	COBRE	1 1/2"
OFICINAS PRIMER PISO	12	10603	3X40	3X8F s + 1X8N +1X10T	COBRE	1"
CUARTO DE SISTEMA	N/A	4591	2X30	2X10F s+ 1X10N +1X10T	COBRE	3/4"
OFICINA SEGUNDO PISO	12	10603	3X40	3X8F s + 1X8N +1X10T	COBRE	1"
OFICINA TERCER PISO	12	10603	3X40	3X8F s + 1X8N +1X10T	COBRE	1"
CUARTO ELECTRICO	4	4591	2X30	2X10F s+ 1X10N +1X10T	COBRE	3/4"
TABLERO GENERAL		62197	3X225	3X1X350MCMF s+1X1X350MCMN	ALUMINIO	3"

Nota: autor

No se realizará cálculo de armónicos en la edificación al no existir dentro de ellas cargas lineales fuertes que los generen y devalúen la confiabilidad del sistema de gran modo.

Cálculos para el transformador

Carga total instalada = 62197 Watts, asumiendo un factor de potencia de 0,9

$$\text{KVA} = \text{KW}/0,9 = 69,11 \text{ KVA}$$

Se escoge un transformador trifásico de 75 KVA sumergido en aceite 13200/220-127 V tipo poste

2.2.2 Análisis del nivel tensión requerido.

Este análisis se usa cuando el transformador alcanza un valor de potencia igual o superior a 2000 KVA, por lo tanto, en este proyecto no se requiere este análisis.

EL nivel de tensión de servicio indicada en la factibilidad emitida por **AFINIA S.A.S** es de 13.2 KV, el cual cumple con el nivel de trabajo de nuestra maquina estática (Transformador).

Para baja tensión se requieren para los equipos de fuerzas (motores) con voltajes nominales de 220 Voltios y equipos livianos luces, toma sencilla para equipos que requieren voltajes a 127 Voltios, los niveles de tensión y sistema tetra filar secundarios de nuestro transformador cumplen con los niveles de tensión de la carga y se ajustan a los normalizados según RETIE y normativa vigente Gas Fenosa.

2.2.3. Cálculos de regulación Media Tensión y Baja Tensión.

Media Tensión (M.T.)

No se realizará cálculo de regulación para MT ya que el transformador se conectará a una red aérea existente, y por ende la regulación del bajante de conexión del Centro de Transformación arrojará un valor de regulación que es despreciable.

Baja Tensión (B.T.)

Cálculos de la caída de tensión y regulación de voltaje en baja tensión (220V)

Circuitos trifásicos red subterránea empotrada.

$$\Delta V_{3F} = \sqrt{3} Z_{EF} L I = \text{caída de voltaje} \quad Z_{EF} = R \cos \Theta + X_L \text{ Sen } \Theta$$

R= resistencia del conductor

X_L =reactancia inductiva del conductor

L = distancia en metros

$\cos \Theta = 0,9$

$\text{Sen } \Theta = 0,436$.

Regulación de tensión o porcentaje de caída de tensión

$$\% \text{ Regulación} = [\Delta V / V_{FF}] \times 100$$

Datos Iniciales: Conductor 350MCM AWG De AL THHN 90⁰C serie 8000

$V_{FF} = 220 \text{ V}$

$X_L = 0,131 \text{ Ohm /Km}$

$R = 0,2 \text{ Ohm/Km}$

$Z = 0,237 \text{ Ohm/Km}$

Tabla 9
caída de tensión

P =	75000 VA	V= 1,78	Caída de voltaje
L =	0,022 KM	% R= 081	Regulador de voltaje
I =	196,82 A	Cumple menor del 3%	

Nota: autor

Partiendo de que la acometida es un (1) conductor 350MCM Por fase AWG DE ALUMINIO THHN 90°C, subterráneo en un ducto de 3" de PVC CONDUIT.

NOTA: La Corriente Nominal del conductor es a 90°C, pero se realizan los cálculos de corrección por temperatura suponiendo que el conductor tiene una temperatura nominal de 75°C, ya que las protecciones solo vienen hasta 75°C de operación.

El calibre del conductor se obtuvo teniendo en cuenta los factores de ajuste por agrupamiento y temperatura, ver tabla 10 a continuación:

tabla 10.

Calibre de conductor

Número de conductores portadores de corriente	Porcentaje del valor
de 4 a 6	80%
de 7 a 9	70%
de 10 a 20	50%
Temperatura 31-35 C	96%

Nota: RETIE

- Ampacidad del conductor de 350MCM AWG DE ALUMINIO = 250A a 75°C según tabla 310-6/NTC 2050.
- Verificación: $1 \times 250 \times 0.94 = 235$ cumple por capacidad de corriente para el transformador seleccionado de 75 KVA trifásico.

2.2.4 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.

Para el cálculo de la carga del transformador se tiene en cuenta que la carga definida por los cuadros de cargas del TG, con el valor TOTAL de la carga calculada.

Cálculo del Transformador

Para el cálculo de la carga del transformador se tiene en cuenta que la carga definida por los cuadros de cargas de los tableros principales.

Tabla 11
cálculo del transformador

Cálculos del Transformador			
Cargas demandadas generales			
Descripción	carga	Factor	Carga Total demandada
	W	%	W
Carga instalada en el T. G	62197	100	62197
Carga Total demandada Transformador			62197

Nota: autor

Transformador a instalar de: 75KVA, Trifásico; 1300/220/127 V, convencional tipo poste

Factor de potencia 0.9

Carga total demandada (activa) 62,20 KVA

Carga total demandada (aparente) 69,11 KVA

Transformador proyectado 75 KVA

Cargabilidad= Carga demandada total *100 / Potencia Nominal

Cargabilidad= $69,11 * 100 / 75 = 92,14$

Tabla 12
características técnicas

Características Técnicas		
Descripción	UNIDADES	
Potencia	KVA	75
Tensiones	V	13200
		220-127
Clase de Aislamiento	Aceite mineral	
Tipo de transformador	Convencional poste	
Grupo de conexión	DYn5	
Refrigeración	ONAN	
Aumento de Temperatura	85 C	
Peso total	KG	400
Impedancia a 145 C	%	3,5
BIL	KV	95

Nota: autor

Por lo tanto, se instalará un transformador de distribución de 75 KVA trifásico Convencional con refrigeración en aceite natural y disipación de calor en aire natural ONAN, con tensiones normalizadas a 13200/220/127 voltios.

Transformador de: **75 KVA-13200/220/127V**

Factor de potencia: 0.9

Carga TG: 69.11 VA

Corriente TG: 181.36 A

Corriente nominal: 196.82 A

Corriente de diseño (1,2 ITG): 217.64 A

Interruptor principal: 3x225 A

Conductor acometida: 1#350MCM AWG (Fs. Y N) THHN Al
90°C, serie 8000.

Ducto de acometida: 3" CONDUIT PVC

Acometida subterránea: 22 m.

Acometida aérea: NA
 Total, acometida: 22 m.

2.2.5 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.

para evaluar el cálculo económico de los conductores se evaluará inicialmente el precio de la inversión realizada de cableado con un calibre y material determinado en las partes críticas y se hará comparación con el costo de las pérdidas de energía proyectada a 15 años; seguidamente se presentará una alternativa al cableado con otro calibre o material que satisfaga las condiciones técnicas para la misma instalación y se comparan.

los valores finales de la inversión y ahorro en el tiempo para que se haga una final escogencia de acuerdo con las condiciones convenientes en forma técnica y económica.

Tabla 13
 Calculo económico

Circuito	Calibre	Distancia (m)	Perdidas (KW)	Tiempo promedio de funcionamiento (horas/dias)	Promedio perdidas Funcionamiento (Kwh/Me)	Valor \$ (Kw h)	Costo Perdida (\$-Mes)	Costo Perdida (\$-Año)	Diferencias del Cu Vs Al
Acometida Pprial	AL 350MCM	22	0,340929	18	184,1	526,68	\$ 96.963	\$ 1.163.552	\$ 168.715
Alternativa acometida principal	CU 250MCM	22	0,291494	18	157,41	526,68	\$ 82.903	\$ 994.837	

Nota: Autor

Se escoge conductor de aluminio por tener una menor inversión inicial, a pesar de las pedidas de energía por el efecto joule

2.2.6 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electro ductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, candeletas, etc.).

Acometida principal 2#3/0 AWG (Fs. Y N) THHN AL 90°C, Un (1) ducto de 3”

Figura 6
Programa ocupación de ductos

Ocupacion de ductos						
Cable Monopolar						
N°	Calibre	Aislante	Cantidad	Diametro* mm	Area por cable mm2	Total Grupo mm2
1	3/0	THW 600 V	8	15,96	200,06	1600,46
2	8	THW 600 V				
3	8	THW 600 V				
4	8	THW 600 V				
5	8	THW 600 V				
Area Total						1600,46 mm2
Tipo de Ducto: Tubo de PVC Rigido, Sch. 40 y tubo de PE-AD						
Diametro: 3 Pulgadas						
Diámetro mínimo recomendado 3 "					Diametro**	77,3 mm
					Area Total	4692,98 mm2
Max. Ocupacion			40,00%	Ocupación		34,10%
*Fabricante del cable: Aralven						
** Según tabla del CEN 2004						

Nota Fabricante de cable, según tabla CEN 2004

2.2.7. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.

Cálculos de perdida de energía

Voltaje: 220

Fases: 3

Tabla 14 perdidas de energía

TRAMO		LON	CALIBRE	Resistencia	Conductores	Demanda	Corriente	PERDIDA EN KW			
I	F	Kmts	AWG	ohm/Kmts	por fase	Kw	Amp	Tramo	%	Total	
T/DOR	TG	0,022	AL 350 MCM	0,200	1	67,50	198,83	0,341	0,505	0,341	Acometida p/pal
T/DOR	TG	0,022	CU 250 MCM	0,171	1	67,50	198,83	0,291	0,432	0,291	Alternativa acometida p/pal

Fuente: autor

2.2.8 Cálculos Eléctricos: Cortocircuito, Protecciones y PT.

Análisis de cortocircuito y falla a tierra.

Cortocircuito y falla a tierra MT:

El operador de Red en su diagrama de punto de conexión entrega una corriente de cortocircuito monofásico de 3.141 KA (I_{cc}), Para la red de Media Tensión.

Cortocircuito y falla a tierra BT:

TR – 75 KVA

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z} \times 100 = \frac{196.82}{3.5} \times 100 = 5.623 \text{ KA}$$

Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2.

- Cálculo y coordinación de protección contra sobre corriente en BT:

TR - 75 KVA

$$I_p = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times V_{LL}} \times 1,2 = \frac{75000}{\sqrt{3} \times 220} \times 1,1 = 216.51A$$

Se selecciona Protección Totalizadora de 3x225 A.

Los Cálculos de Coordinación de Protecciones Secundarias para circuitos de Tableros de Distribución. Para lo cual se tiene en cuenta que las protecciones en BT son Interruptores termo magnéticos automáticos que cumplen normas de RETIE, NTC, ISO 9000, IEC, UL y otras.

- Coordinación de protecciones para el Interruptor Totalizador de 3x225 Amperios. Tipo: Fijo $I_n = 225 \text{ A}$ $I_{cc} = 25 \text{ KA}$

El valor de las Corrientes de Cortocircuito obtenidas para el tablero General, donde la corriente de Cortocircuito de Fases calculada es de 5.623KA (25 veces la corriente nominal), por tanto, este interruptor de 225 A, se disparará antes (0,01 S) de que se afecte el circuito arriba de éste.

Por tanto, esta protección Sí cumple con sus valores seleccionados para Coordinación de Protecciones.

- Cálculo y coordinación de protección contra sobre corriente en MT:

TR – 75 KVA

$$I_p = \frac{KVA}{\sqrt{3} \times 13200} \times 1,25 = 4.10A$$

tabla 15.

Fusibles para transformadores convencionales

TIPO DE TRAFEO	Potencia (KVA)	13,2 Kv			34,5 kV		
		Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)	Corriente Nominal MT	Fusible tipo D (VS)	Fusible tipo D (SR)
Monofásico	5	0,4	-	0,4	-	-	-
	10	0,8	-	0,4	-	-	-
	15	1,1	-	0,4	-	-	-
	25	1,9	2		-	-	-
	37,5	2,8	2		-	-	-
	50	3,8	3		-	-	-
	75	5,7	5		-	-	-
Trifásico	30	1,3	2		0,5	-	0,4
	45	2,0	2		0,8	-	0,4
	75	3,3	3		1,3	2,0	
	112,5	4,9	5		1,9	2,0	

Fusibles D (VS): Rango de disparo de 200%

Fusibles D (SR): Rango de disparo de 300%

nota: normas técnicas RA8-005

Se selecciona Fusible Tipo “D” de 3 A.

Para una corriente I_{cc} en BT = 5.623KA, la corriente de cortocircuito en el primario es de

$$I_{ccp} = 93.71A$$

- Según la curva del fusible ver anexo 1, este se funde a los 0,018 Segundos. lo que garantiza que el fusible no operara antes de dispararse el Breaker de 225A

2.2.9. Verificación de los conductores.

teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.

dimensionamiento técnico del conductor en B.T

Es aquel que aplica los requisitos de la norma NCH Elec. 4/2003- instalaciones de consumo de baja tensión. Los requisitos de la norma consideran:

- Sección nominal mínima del conductor
- Capacidad de transporte de conducción de corriente del conductor en régimen permanente.
- Caída de tensión del conductor
- Protección del conductor contra sobre carga
- Protección del conductor contra cortocircuito

Cálculo de la sección mínima del conductor en B.T

La sección mínima del conductor en B.T está definida por la corriente de cortocircuito en B.T

tabla 16 datos para cálculo de sección mínima de conductor

Icc3f	5,623	KA	corriente de cortocircuito secundaria
T	0,15	S	tiempo de despeje de la falla
K	76		constante de AL con aislamiento PVC

nota Autor

$$S = 1000 \times I_{cc3f} \times \sqrt{t/K}$$

$$S = 28,65 \text{ mm}^2$$

se selecciona 1 conductor 350 MCM AWG de AL THHN 90 para cada fase, protección de 225 A.

Tabla 17 característica del conductor

Calibre	Tipo	Ducto	R(Ω /Km)	Xl (Ω /Km)	FP	Sen Θ
350 MCM	THHN	3"	0,2	0,131	0,9	0,44
Corriente (A)	Ampacidad (A)	Ampacidad Corregida (A)	Protección	Voltajes (V)	Longitud (m)	% Regulación Propia
196,83	250	235	3x225 A	220	22	0,81

nota autor

Debido a que el mayor nivel de cortocircuito siempre se desarrolla en los devanados de baja tensión. Este valor de área de conductor mínima comparado con el calculado para la acometida principal que tuvo un valor de 1 conductor 350MCM AWG (177.34 mm²), con lo cual concluimos que el valor de conductor mínimo queda superado ampliamente.

A su vez se escogerá utilizando esta referencia y la indicada por la NTC 2050 (primera actualización) un conductor bajante para BOUNDING, CONEXIÓN de malla de tierra y bajante de pararrayos NO menor a 2 AWG (33.62 mm²).

2.2.10 Cálculo de puesta a tierra y estudio de resistividad.

El personal que realizó estas actividades dispuso de los equipos de protección necesarios en función de la naturaleza de los riesgos. Los trabajos se realizaron con equipos de alta tecnología y en buen estado, lo cual permitió realizar el trabajo bajo condiciones de seguridad tanto para los operadores como para el cliente.

El equipo de medición utilizado fue:

Marca	Modelo
Metrel	MI 2088

Figura 7 Equipo de medición



Fuente: inectel distribuidor de la marca

La medida de la resistividad del terreno se realizó por el método tetraelectrónico de Wenner recomendado por el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas RETIE.

Método de Wenner:

Se disponen 4 electrodos en línea recta y equidistantes una distancia a , simétricamente respecto al punto en el que se desea medir la resistividad del suelo.

Figura 8 medidas obtenidas



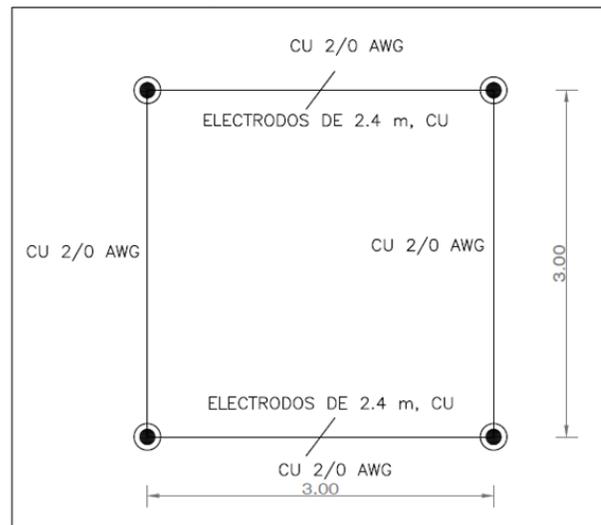
Fuente Autor

Cálculo de malla de puesta a tierra

Malla de puesta a tierra rectangular o cuadrada $A \times B$ m electrodos en vértices de 5/8" x 2.40 m y cable de cobre desnudo.

Resistividad del terreno igual a resistividad superficial del terreno.

Figura 9
malla de puesta a tierra



MAJLA A TIERRA DE SERVICIO

Fuente autor

2.2.11 Cálculos Eléctricos: Aislamiento, y protección contra Rayos, Riesgo eléctrico.

Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.

Comprende la selección de la capacidad de soporte eléctrico de un equipo y su aplicación en relación con las tensiones que pueden aparecer en el sistema en el cual el equipo será utilizado, teniendo en cuenta las características de los dispositivos de protección disponibles, de tal manera que se reduzca a niveles económicos y operacionalmente aceptables la probabilidad de que los esfuerzos de tensión resultantes impuestos en El transformador de potencia causen daño al aislamiento o afecten la continuidad del servicio. Utilizaremos las normas IEC60099-4 para este estudio.

- BIL: Nivel Básico de Aislamiento, es la Tensión soportada al impulso atmosférico, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo que se refiere a pruebas.
- BSL: Nivel Mínimo de Impulso de Maniobra, es la Tensión soportada al impulso tipo maniobra, el cual caracteriza el aislamiento del equipo en lo referido a pruebas.

- Factor de Seguridad: Son relaciones entre las tensiones soportadas con impulsos tipo maniobra o atmosféricos y las tensiones máximas encontradas.
- Tensión Máxima: Es la máxima tensión eficaz fase-fase que se puede presentar durante operación normal en cualquier momento y en cualquier punto del sistema.
- NPR: es el Nivel de Protección para Impulso tipo Rayo. El NPR de un DPS de Óxido de Zinc es considerado para efectos de coordinación de aislamiento como el mayor entre los siguientes valores:
 - ❖ Tensión máxima residual para impulsos de corriente dividido en 1.15.
 - ❖ Tensión máxima residual para impulsos atmosféricos a la corriente nominal de descargas (10 KA - 20 KA).
- Las descargas atmosféricas muy cercanas al DPS pueden producir ondas de corriente con pendientes muy pronunciadas, para lo cual se puede considerar un 10% adicional a la tensión residual de corriente de 10 KA.
- NPM: es el Nivel de Protección para Impulso de Maniobra. Se obtiene así:
 - ❖ Para sistemas con tensión residual máxima menor de 145 KV, el impulso de corriente de maniobra (30/60 ms) es de 0.5 KA.

Cálculos de nivel de aislamiento.

- Cálculo del NPR

Equipo: DPS, pararrayo tipo óxido de zinc autovalvulante para nivel de tensión de 15KV.

El cálculo de NPR se determina de los datos obtenidos de la tensión residual para el equipo en estudio, el cual usa valor de 45,1KV, para un impulso de 10 KA.

Como factor de seguridad optamos por 1,1 por lo tanto se determina.

$$\text{NPR} = 1,1 * 45,1 = 49,61 \text{ KV.}$$

$$\text{NPR} = 49,61 \text{ KV.}$$

- Cálculo de NPM

Para tensiones < 145 KV, se trabaja con impulsos de corrientes de 0,5 KA, para ondas de 30/60 ms, para lo cual se encuentra el valor de 35,5 KV

$$\text{NPM} = 35,5 \text{ KV}$$

- Cálculo del BIL.

$$\text{BIL} = 1,4 \text{ NPR} \quad \text{para tensiones de } < 52 \text{ KV}$$

$$\text{BIL} = 1,4 * 49,61 = 69,45 \text{ KV}$$

$$\text{BILN} = 95 \text{ KV} \quad \text{BIL normalizado}$$

- Cálculo del BSL

$$\text{BSL} = 0,83 * \text{BIL} \quad \text{para transformadores de aceite}$$

$$\text{BSL} = 0,83 * 95 = 78,85 \text{ KV}$$

$$\text{BSL} = 79 \text{ K}$$

A continuación, presentamos los datos técnicos del DPS seleccionado.

Tabla 18 Datos técnicos del DPS

DATOS TÉCNICOS DEL DPS PARA 15 KV	
Tipo: DAH-15	
Marcas típicas: TYCO, CELSA, JOSLYN	
Norma	RETIE, IEC-60099-4, IEEE C62.11 -05
Tipo/Tecnología del descargador:	Autovalvulante, Oxido de Zinc, uso exterior
Máxima Altitud de instalación	3.000 m
Frecuencia	60 Hz
Tensión de servicio de la red MT	13,2 KV
Tensión máxima de servicio entre fases	14.6 kV
Conexión de tierra	puesto a tierra rígidamente
Nivel de aislamiento del equipo que se protege BIL	95 kV
Tensión nominal del pararrayos	10 kV
Tensión de operación continua (COV)	7,62 kV
Intensidad nominal de descarga con onda 8/20us	10 kA
Intensidad de descarga para onda de larga duración (2 ms)	250 A
Intensidad de cortocircuito (0.2 s)	21 kA
Máxima tensión residual con corrientes de descarga:	
* 5kA 8/20us	42,1 kV
* 10 kA8/20us	45,1 kV
* 20 kA 8/20us	49,8 kV
Nivel de aislamiento a frecuencia Ind. (1 min. húmedo) Zno completo	45 kV
Nivel de aislamiento a impulso atmosférico Zno completo	70 kV
Distancia de fuga, mm	329 mm
Número de unidades	3
Peso	1,25 kg
Altura	212 mm
Color de la envolvente	Gris/ negra

Fuente Fabricante del DPS

De acuerdo con los resultados obtenidos en este estudio y los datos de Coordinación de Protecciones hacemos la selección del Seccionador Cortacircuitos:

Tabla 19 datos técnicos del seccionador corta circuito.

DATOS TÉCNICOS DEL SECCIONADOR CORTACIRCUITOS PARA 15 KV	
Gama: IX-100-27	
Marcas típicas: CELSA, MELEC	
Norma	NTC2157, IEC62271
Tipo/Tecnología:	Apertura monopolar, en aire con cañuela deslizable
Frecuencia	60 Hz
Tensión Nominal	13.2 KV
Tensión máxima de servicio entre fases	27 kV
Nivel de aislamiento del equipo BIL	95 kV
Corriente Nominal	100 A
Corriente de Cortocircuito	12 kA
Elemento de apertura	Cañuela portafusible girable
Tipo de fusible	D
Corriente de servicio (A)	27,56
Corriente de diseño según norma 450-3.a.1 de NTC 2050, (A), (125% Inom)	7,0
Valor fusible comercial (A)	7,0
Distancia de fuga, mm	580
Número de unidades	3
Aislante	Aire
Peso	5,2 kg
Altura, mm	426
Material del aislador envolvente	Porcelana
Color de la envolvente	Gris
Contacto Superior:	Acero Inoxidable/bronce
Herrejes	Tipo B, galvanizados en caliente
Bornes de Conexión	Cobre estañado

Fuente Fabricante CELSA

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

Figura 10 análisis y cálculo de los niveles de riesgo ante rayos

CALCULOS DE LOS NIVELES DE RIESGO ANTE DESCARGAS ATMOSFERICAS NORMA NTC 4552			
NOMBRE Y UBICACION DEL PROYECTO			
NOMBRE DEL PROYECTO:	COOINTRACAR		
DIRECCION:	SECTOR 2 MZ 7 - 7 URB, EL RODEO		
NOMBRE DEL CIENTE:	COOPERATIVA INTEGRAL DE TRANSPORTES DE CARTAGENA		
CIUDAD ANALIZADA	Cartagena	DENSIDAD DE LAS DESCARGAS DDT	2
CARACTERISTICAS DE LA EDIFICACION ESTUDIADA			
LARGO DE LA EDIFICIÓN (FRENTE):	12	METROS	
ANCHO DE LA EDIFICIÓN (FONDO):	36	METROS	
AREA TOTAL EN M ²	432	METROS CUADRADOS	
ALTURA DEL EDIFICIO EN MTS	8	Area > 900 Mts ² , Altura < 25 Mts	
INDICADORES DE RIESGO EN FUNCION DEL TIPO DE ESTRUCTURA			
INDICADOR DE RIESGO EN FUNCION DEL USO	Pequeña y Mediana Industria		30
INDICADOR DE RIESGO EN FUNCION DE LA ESTRUCTURA	MIXTA		20
INDICADOR DE RIESGO EN FUNCION DEL AREA Y LA ALTURA	Area > 900 Mts ² , Altura < 25 Mts		10
INDICADOR DE GRAVEDAD			60
CORRIENTE ABSOLUTA DE PICO PROMEDIO I(abs):	20 <= I(abs) < 40		
INDICES DE GRAVEDAD			
PARAMETROS DEL RAYO	BAJA		
INDICE DE GRAVEDAD I _g	MEDIA		
NIVEL DE RIESGO	BAJA		
ACCIONES A TOMAR	Instalar Sistema de protección interno para Acometidas Aereas o DPS. Construir puesta a tierra según NTC 2050 - IEEE 1100		

Fuente programa desarrollado por Ing. Gustavo Adolfo García

Por lo tanto, no es requerido un sistema integral de protección contra rayos

Análisis de riesgo por rayos sobre punto de conexión EPE01 a EPP02

Para la evaluación del nivel de riesgo por rayos se debe seguir la metodología establecida en el RETIE en el numeral 9.2 Evaluación del nivel de riesgo, utilizando como referencia la siguiente matriz de riesgo:

Tabla 20

Matriz de riesgo de descargas atmosféricas

Í N D I C E S D E A D D E	Resistividad [Ω .m]		FRECUENCIA				
			E	D	C	B	A
			DRT <1	DRT 1 - <5	DRT 5 - <15	DRT 15 - <30	DRT >30
	>500	1	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	200 - 500	2	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	100 - 200	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	25 - 100	4	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	<25	5	MUY BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO
Evaluador: _____			MP: _____		Fecha: _____		

Fuente RETIE numeral 9-2

a continuación, muestran los mapas que relacionan la densidad de rayos a tierra (DRT) a una región determinada Ver anexo 2. Si un proyecto involucra varios DRT, se toma el DRT más alto, para ser aplicado en la matriz de riesgo.

La resistividad del terreno debe ser medida utilizando los procedimientos establecidos en la IEEE St 80. 2010. En los proyectos que involucren transformadores se debe hacer la medición en el lugar en el que se proyecte la instalación de cada transformador. En aquellos proyectos que no involucren la instalación de transformadores, se debe hacer una medición al menos cada 500 a 1000 metros.

Luego de identificar el nivel de riesgo, el cual dio **BAJO**, se deben tomar las medidas correctivas, tomando como referencia las siguientes acciones de control de riesgo:

2.4 Nivel de riesgo Bajo:

- Diseño y configuración de SPT según el capítulo 7 de “Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)”

Estas acciones de control de riesgo asumen que el diseño cumple con todos los preceptos de este proyecto tipo eléctrico y toda la normatividad aplicable. En todos los casos se deben seguir las recomendaciones de la guía Std IEEE 1410-1997 - Guide for Improving the Lightning Performance of Electric Power Overhead Distribution Lines.

Debido a que la resistividad aparente del terreno es menor a 28 ohmios metros de acuerdo con la figura 11. capítulo 7 de “Cálculo del sistema de puesta a tierra (PAT)” se utilizará electrodos de difusión vertical para el sistema de puesta a tierra de cada estructura y de los centros de transformación

Figura 11 configuraciones PAT de acuerdo a resistividad aparente del terreno

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

Fuente cálculo de puesta a tierra PAT

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

Para evaluar el grado de riesgo de tipo eléctrico, aplicaremos la matriz de análisis de riesgo establecida en RETIE de agosto 30 de 2013.

Tabla 21 analisis de riesgo de electrocucion por contacto directo

RIESGO A EVALUAR:	Electrocución			por	Contacto directo		(al) o (en)	Tableros de BT		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
	(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)			(Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>	REAL			<input type="checkbox"/>	FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Fuente RETIE 2013

Tabla 22 analisis de riesgo de quemaduras por arco electrico

RIESGO A EVALUAR:	Daño de equipos			por	Cortocircuito		(al) o (en)	Tableros de BT		
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
	(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)			(Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>	REAL			<input type="checkbox"/>	FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Fuente RETIE 2013

Tabla 23 análisis de riesgo de electrización por electricidad estática

RIESGO A EVALUAR:	Electrización		por		Electricidad estática		(al) o (en)		Superficies metálicas	
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
	(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>			FRECUENCIA					
CONSUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Fuente RETIE 2013

Tabla 24 análisis de riesgo de pérdidas de bienes por rayos

RIESGO A EVALUAR:	Pérdida/graves daños en bienes		por		Rayos		(al) o (en)		servicios de energía	
	EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
	(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL <input checked="" type="checkbox"/>		REAL <input type="checkbox"/>			FRECUENCIA					
CONSUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Fuente RETIE 2013

Tabla 25 análisis de riesgo de incendio por sobrecarga

RIESGO A EVALUAR:	Incendio			por	Sobrecarga			(al) o (en)	circuitos ramales		
	EVENTO O EFECTO (Ej.: Quemaduras)				FACTOR DE RIESGO (Ej.: Arco eléctrico)				FUENTE (Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>			REAL	<input type="checkbox"/>			FRECUENCIA			
CONSUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

Fuente RETIE 2013

Tabla 26 analisis de riesgo electrizacion por tension de paso

RIESGO A EVALUAR:	Electrización			por	Tensión de paso			(al) o (en)	subestación		
	EVENTO O EFECTO (Ej.: Quemaduras)				FACTOR DE RIESGO (Ej.: Arco eléctrico)				FUENTE (Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL	<input checked="" type="checkbox"/>			REAL	<input type="checkbox"/>			FRECUENCIA			
CONSUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

Fuente RETIE 2013

Los conceptos evaluativos se han plasmado en la siguiente tabla, que define también la forma como se valoran las actividades de riesgos.

Tabla 27 valorización de las actividades de riesgos

RIESGO	VALORACION	NIVEL	MEDIDAS DE MITIGACIÓN
Tensiones de paso de contacto y transferidas	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Sistema de puesta a tierra
Choque eléctrico por contacto con partes energizadas	Gravedad severa ocasional - posible	Alto	Señalización, equipo de protección personal, protecciones eléctricas diferenciales, conservar distancias de seguridad. Cumplir las 5 reglas de oro.
Choque eléctrico por descargas atmosféricas	Gravedad severa ocasional - posible	Alto	Precaución al trabajar con mal tiempo
Incendio por cortocircuito o sobrecarga	Gravedad severa freq remota - improbable	Medio	Coordinación de protecciones, mantenimiento periódico
Lesiones osteomusculares, magulladuras, heridas ocasionadas por manejo de herramientas	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Uso de elementos de protección personal, supervisión, pausas activas
Incidentes con vehículos en vía pública anexa	Gravedad moderada y Freq Ocasional	Medio	Demarcación del área de trabajo, supervisión

Nota autor

2.6 Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 del RETIE ver anexo 3.

Este análisis se usa cuando el sistema alcanza un valor de potencial de trabajo igual o superior a 57,5 KV o en su defecto se realiza un tendido de línea de transmisión con dichos valor de tensión, donde se analiza los niveles de campos electromagnéticos en la servidumbre de la línea y edificaciones circundantes, por lo tanto y según el artículo 14,4 del RETIE actualización 2013, no se realizara la valoración de campos electromagnéticos para este proyecto teniendo en cuenta de que el circuito de conexión de media tensión se encuentra lejano a la edificación de diseño y el la edificación no se realizan trabajos con combustibles que generan flama.

2.6.1. Clasificación de áreas.

Se establecerá el maquillado de la zona de tableros de distribución interna en la edificación como de alto riesgo de descargas a tierra, para las demás áreas, solo se denotarán con simbología de riesgo los tableros internos en cada zona.

2.7 Cálculos mecánicos (Para Redes Aéreas)

Calculo vertical de esfuerzo, pesos del transformador de 75 KVA trifásico, se calculó sobre poste existente de 12m/1030 DAN EPE001.

El peso del transformador se toma de datos característicos de placas ya que no está en la norma

Tabla 28 Capacidad Mecánica de Postes

Tipo de poste	Esfuerzo de rotura a flexión (daN)	Momento último a torsión (daN x m) (1)	Esfuerzo vertical último para postes autoportados (daN) (2)			
			h_N	$h_N - 0,4m$	$h_N - 0,8m$	$h_N - 3,3m$
PH-11/500 daN	500	351	709	936	1 074	6 888
PH-11/735 daN	735	380	709	936	1 074	6 888
PH-11/1030 daN	1 030	891	2 539	3 199	3 591	18 228
PH-11/1324 daN	1 324	1 079	3 240	4 067	4 558	22 720
PH-12/500 daN	500	351	568	742	847	4 919
PH-12/735 daN	735	380	568	742	847	4 919
PH-12/1030 daN	1 030	891	2 034	2 538	2 835	13 060
PH-12/1324 daN	1 324	1 079	2 668	3 243	3 616	16 365
PH-14/735 daN	735	568	652	821	920	4 139
PH-14/1030 daN	1 030	891	1 372	1 687	1 869	7 474
PH-14/1324 daN	1 324	1 079	1 779	2 180	2 412	9 478

(1) Momento definido a 0,4 m por debajo de la cima del poste

(2) h_N = Altura libre - 0,2 m

Fuente RETIE 2013

Tabla 29

Elementos en el apoyo

Tipos elementos en el apoyo	Cantidad	Peso Dan
Crucetas Metálicas	2	20
Aisladores tipo poste	3	4

Aislador Suspensión	0	2
Cortacircuitos	3	5
Pararrayo	3	2
Peso Transformador (1) unidad	426,74	426,74

Fuente Autor

Tabla 30

peso propio CT y esfuerzo horizontal equivalente por excentricidad del peso propio

Tipo de CT	Peso propio (daN)	F ^{*TEE} ó F ^{*LEE} (daN)
Monofásico 10 kVA y 13,2 kV	88,29	3,53
Monofásico 25 kVA y 13,2 kV	147,15	5,89
Monofásico 50 kVA y 13,2 kV	255,06	12,12
Monofásico 75 kVA y 13,2 kV	367,88	20,78
Trifásico 75 kVA y 13,2 kV	426,74	26,24
Trifásico 112,5 kVA y 13,2 kV	564,08	34,69

Los pesos de los transformadores se estimaron para efectos de cálculo.

Nota líneas eléctricas aéreas sin neutro grupo EPM

Los valores del esfuerzo horizontal transversal por viento en CT se encuentra en tabla 12 para 34,5 KV remitirse al apartado B2.5 anexo B2 del proyecto tipo de líneas aéreas de MT sin neutro

Tabla 31

Característica del poste

Características del apoyo DAN	
capacidad vertical del apoyo DAN tabla 24	2835
carga de rotura vertical según tabla 24 capacidad del poste H = 08	2835
cantidad de fases	3
peso unitario del conductor dan	0,212
tense DAN	369
vano A1	60
vano A2	60
H1=T Máximo /A1	0,16260163
H2= T Máximo/A2	0,16260163
Ag1	30
Ag2	30
PT= PA+PB Dan	12,72
PTX No líneas según sea el caso Bifásico o Trifásico DAN	25,44
peso crucetas metálicas Dan	40

Pesos aisladores tipo poste Dan	12
peso aislador suspensión Dan	0
peso cortacircuitos dan	15
peso pararrayo dan	6
peso transformador según caso capacidad Dan	426,74
fuerza vertical total Dan	537,9
coeficiente de seguridad	5,27
cumple RETIE si es mayor o igual a 2,5	Si

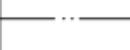
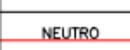
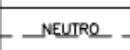
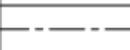
3. Planos y Diagrama unifilares

3.1 diagrama unifilar de la red, transformador y tablero general.

Tabla 32

Simbología utilizada para diagramas unifilares

TABLA DE CONVENSIONES:

	LINEA AEREA 13.2 KV EXISTENTE		POSTE DE BAJA TENSION EXISTENTE
	LINEA AEREA 13.2 KV PROYECTADA		POSTE DE BAJA TENSION PROYECTADO
	LINEA SUBTERRANEA 13.2 KV PROYECTADA		TRANSFORMADOR EXISTENTE
	LINEA SUBTERRANEA 13.2 KV EXISTENTE		TRANSFORMADOR A INSTALAR
	RED AEREA DE BAJA TENSION EXISTENTE		RETENIDA A TIERRA EXISTENTE
	RED AEREA DE BAJA TENSION PROYECTADA		RETENIDA A TIERRA PROYECTADA
	RED SUBTERRANEA DE BAJA TENSION EXISTENTE		TRANSFORMADOR DE POTENCIAL
	RED SUBTERRANEA DE BAJA TENSION PROYECTADA		CAJA DE MEDIDORES
	POSTE DE MEDIA TENSION EXISTENTE		TABLERO DE MEDIDORES
	POSTE DE MEDIA TENSION PROYECTADO		

Nota autor

Diagrama unifilar del proyecto ver anexo 4

4. Conclusiones y recomendaciones

4.1 Conclusiones

Este diseño desarrollado para la electrificación de un lavadero comercial cumple con todas las normas RETIE, NTC 2050 y adicional las exigidas por la empresa AFINIA administradora del servicio en la ciudad de Cartagena. Y muestra el tipo de transformador requerido con sus protecciones, materiales a utilizar, con un análisis de riesgo del sistema puesta a tierra para demostrar que es un diseño confiable y seguro, que puede obtener el aval correspondiente de la empresa prestadora del servicio de la ciudad para su posible ejecución.

4.2 Recomendaciones

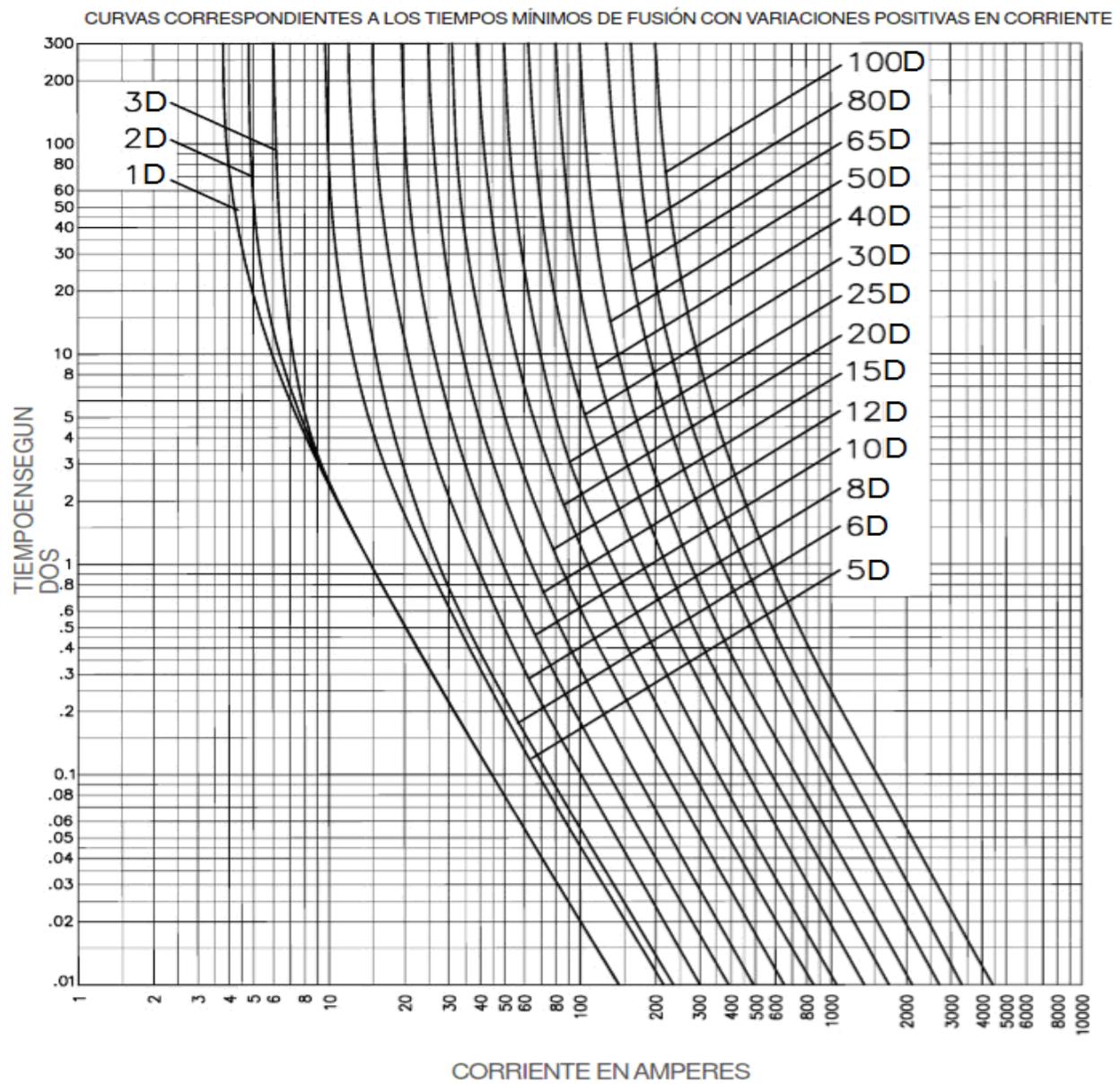
- La empresa Coointracar propietaria de la instalación eléctrica de uso final, independiente de la fecha de construcción, debe mantenerla y conservarla en buen estado, de tal forma que no presente alto riesgo o peligro inminente para la salud o la vida de las personas, el medio ambiente o la misma instalación y su entorno. En consecuencia él será responsable de los efectos resultantes de una falta de mantenimiento o una inadecuada operación de dicha instalación.
- Los trabajos de mantenimiento y conservación deben ser realizados por profesionales competentes, quienes deben informar al propietario de las deficiencias de la instalación, ayudar a su corrección y serán solidariamente responsables con el propietario o tenedor de la instalación, de los efectos que se causen por cualquier deficiencia.

Bibliografía

- [1] *cables eléctricos*. (s/f). de <https://www.areatecnologia.com/electricidad/cables-conductores.html>.
- [2] Consultoría colombiana S.A. (2019). *GM-05 Guía Metodológica: Calculo de transformadores y cuadro de carga*.
<https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones>
- [3] Consultoría colombiana S.A. (2019). *GM-04 Guía Metodológica: Cálculos del sistema de puesta a tierra*. <https://www.cens.com.co/Portals/0/normas-y-especificaciones/>.
- [4] Ministerio De minas y energía, M. (2013). *Reglamento técnico de instalaciones Eléctricas- RETIE*. <https://www.minenergia.gov.co/retie>
- [5] Sector Electricidad. (2017, diciembre 5). *El CT abierto y el PT en corto*. Sector Electricidad | Profesionales en Ingeniería Eléctrica.
<https://www.sectorelectricidad.com/18983/protecciones-electricas/>
- [6] *Transformador eléctrico. ¿Qué es, cómo funciona y qué tipos existen? – RG Distribuciones*. (s/f).de
<https://www.rgd.com.co/index.php/2021/03/29/transformador-electrico-que-es-como-funciona-y-que-tipos-existen/>

ANEXOS

Anexo 1 Curvas de la respuesta de fusible en el tiempo norma RETIE 2013



Anexo 2 mapa de densidad de rayos en la zona de instalación

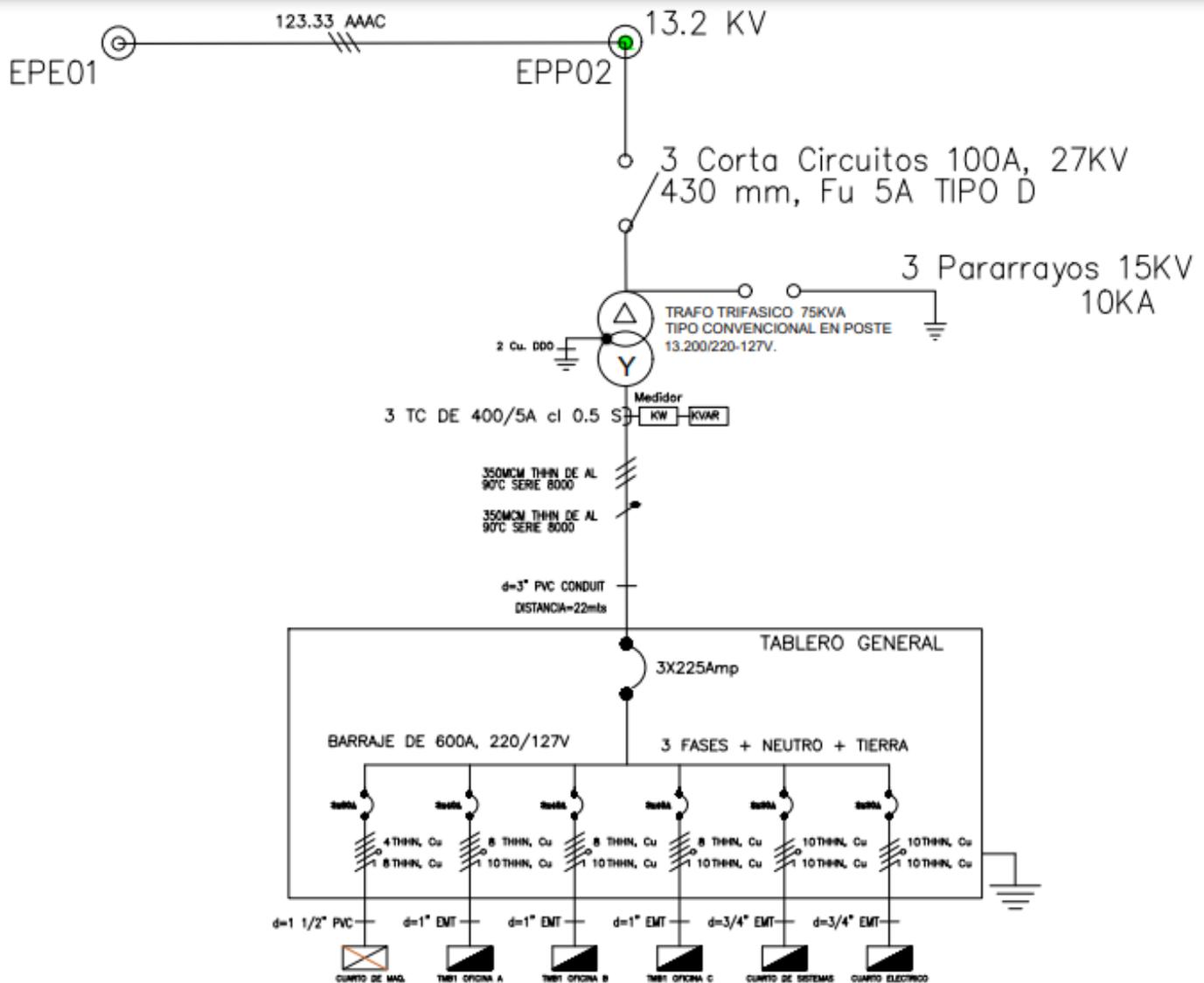


Anexo 3 Tabla de exposición según norma RETIE 2013

TIPO DE EXPOSICIÓN	INTENSIDAD DE CAMPO ELÉCTRICO(kV/m)	DENSIDAD DE FLUJO MAGNÉTICO (μ T)
Exposición ocupacional en un día de trabajo de ocho horas.	8,3	1000
Exposición del público en general hasta ocho horas continuas	4,16	200

Tabla 14.1 Valores límites de exposición a campos electromagnéticos.

Anexos 4 Diagrama unifilar realizado en autocad por autor



Anexo A calculos de puesta a tierra

Resistividad del terreno (Ω/m)	ρ	=	21,90	
Corriente de falla (kA)	I_f	=	3,052	ENTREGADA POR EL OR
Tiempo de despeje de falla (ms)	t	=	150	
numero de varillas	n_v	=	4	
Calibre del conductor N° AWG	N°	=	2/0	
Diámetro del conductor de Malla de PT (mts)	d	=	0,01063	
Longitud de la Malla (mts)	A	=	3	
Ancho de la Malla (mts)	B	=	3	
Espaciamiento entre conductores (mts)	D	=	3	
Número de conductores de longitud A	n	=	2	
Número de conductores de longitud B	m	=	2	
Longitud total del conductor de la Malla (mts)	L_c	=	12	
Profundidad de la Malla (mts)	h	=	0,5	

Cálculo de Tensiones de paso y contacto máximas permitidas por cuerpo humano (personas de 50 kg):

Resistencia promedio del cuerpo humano (Ω)	R_H	=	1000	Tensión máxima de contacto	E_t	=	309,35 V
Factor de reducción (resistividades iguales)	C	=	1	Tensión máxima de paso	E_a	=	338,87 V

Cálculo de Tensiones de paso y contacto máximas permitidas por cuerpo humano (personas de 70 kg):

Resistencia promedio del cuerpo humano (Ω)	R_H	=	1000	Tensión máxima de contacto	E_t	=	418,69 V
Factor de reducción (resistividades iguales)	C	=	1	Tensión máxima de paso	E_a	=	458,64 V

Cálculo de la resistencia de la Malla:

Rádío del conductor de la Malla (mts)	r	=	0,005315	Resistencia de PT de un conductor	R_g	=	8,28 Ω
Espaciamiento entre conductores = $F \times D$	E	=	3,00	Resistencia de interferencias mutuas	R_A	=	0,96 Ω
Factor de espaciamiento	F	=	1,00				

Resistencia total de un conductor $R_c = 9,24 \Omega$
 Resis. De n conductores de long. A $R_{c_n} = 4,62 \Omega$

Se repite el procedimiento anterior para determinar la resistencia de los conductores transversales de unión de longitud B							
Rádío del conductor de la Malla (mts)	r	=	0,005315	Resistencia de PT de un conductor	R_{su}	=	8,28 Ω
Espaciamiento entre conductores = $F \times D$	E	=	3,00	Resistencia de interferencias mutuas	R_{Au}	=	0,96 Ω
Factor de espaciamiento	F	=	1,00	Resis. Mutua de component. de unión	R_{Am}	=	1,91 Ω
				Resistencia total de un conductor	R_{cu}	=	10,19 Ω
				Resis. De n conductores de long. B	R_{c_m}	=	5,10 Ω
				Resistencia Total de la Malla de PT	R	=	2,42 Ω

menor que 10 ohmios

Cálculo de Tensiones de paso y contacto reales:

Longitud para mallas con varillas perimetrales	L =	26,4	Tensión de contacto real	Et real =	1,53 V
Longitud de varillas periféricas	Lr =	2,40	Tensión de paso real	Es real =	1,30 V
Corriente máxima disipada por la Malla	Ig =	3,052			
Fracción de corriente de falla que disipa la Malla, considerando que el resto se disipará en mallas vecinas.	Sf =	1			
Factor de decremento o corrección I simétrica	Df =	1			
Factor de proyección, futuras ampliaciones	Cp =	1			
Coefficiente de irregularidad del terreno.	Ki =	1,0000			
Para mallas rectangulares con retículas cuadradas	N =	2,00			
Coefficiente de contacto. Para mallas entre 0,25 y 2,5 mts	Ks =	0,5154			
Coefficiente de contacto	Km =	0,6055			
Kii elegido	Kii =	1			
Para mallas con varillas a lo largo del perímetro o con varillas en las esquinas y toda el área de la malla	Kiia =	1			
Para mallas sin varillas o pocas y ninguna en las esquinas	Kiib =	0,2500			
	Kh =	1,2247			
	ho =	1			

Cálculo de elevación potencial de Tierra GPR:

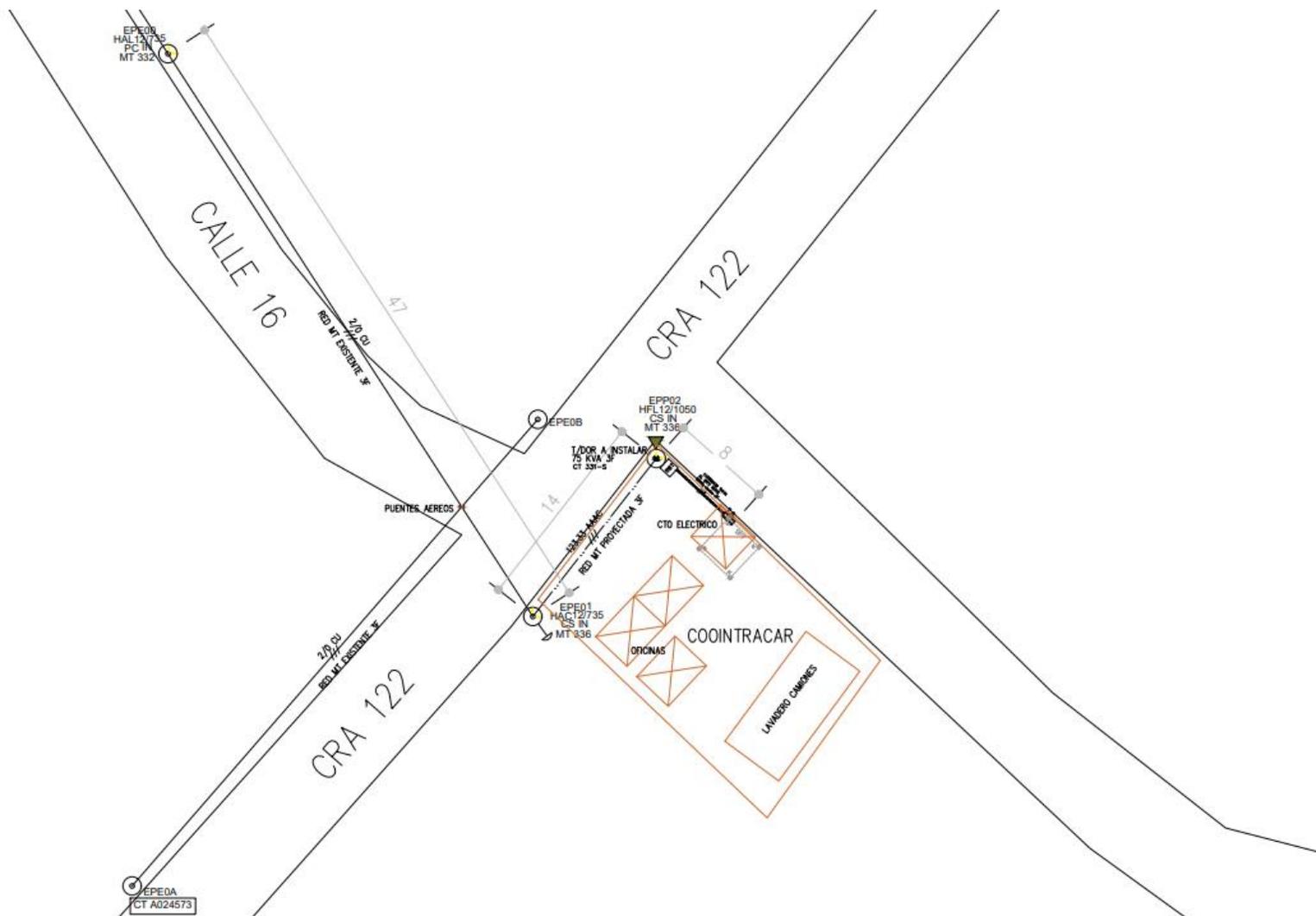
GPR =	7,39
--------------	-------------

Verificación del Diseño de la Malla de Puesta a Tierra:

Un diseño final de una Malla de Puesta a Tierra satisfactorio, será el que cumpla con las condiciones que se enuncian mas abajo. En caso de no ser así, se recomienda rediseñarla aumentando varillas, incrementando su longitud y/o aumentando el calibre de los conductores que componen la Malla de Puesta a Tierra.

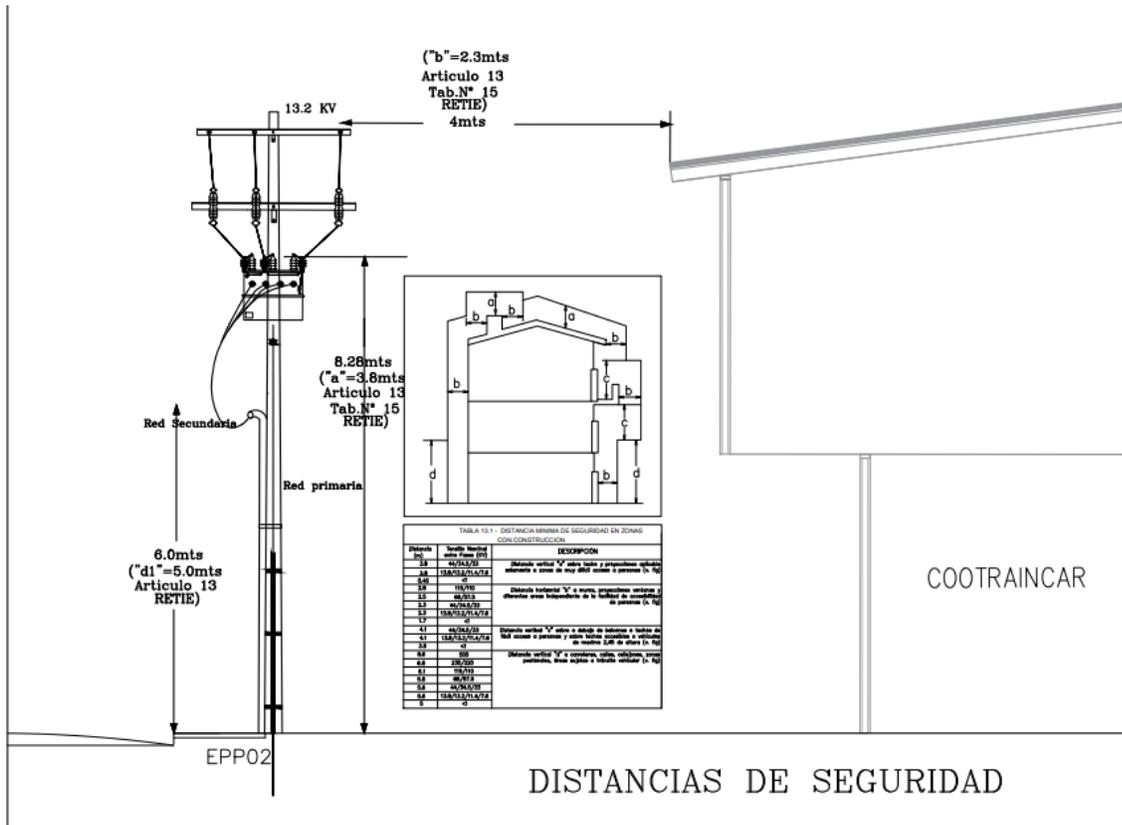
GPR	< =	Et
7,39	< =	309,35

Et real	< =	Et
1,53	< =	309,35



Anexos C Distancia mínimas de seguridad

Distancia (m)	Tensión Nominal entre Fases (KV)	DESCRIPCION
3.8	44/34.5/33	Distancia vertical "a" sobre techo y proyecciones aplicable solamente a zonas de muy difícil acceso a personas (v. fig)
3.8	13.8/13.2/11.4/7.6	
0.45	<1	
2.8	115/110	Distancia horizontal "b" a muros, proyecciones ventanas y diferentes areas independiente de la facilidad de accesibilidad de personas (v. fig)
2.5	66/57.5	
2.3	44/34.5/33	
2.3	13.8/13.2/11.4/7.6	
1.7	<1	
4.1	44/34.5/33	Distancia vertical "c" sobre o debajo de balcones o techos de fácil acceso a personas y sobre techos accesibles a vehiculos de maximo 2,45 de altura (v. fig)
4.1	13.8/13.2/11.4/7.6	
3.5	<1	
8.6	500	Distancia vertical "d" a carreteras, calles, callejones, zonas peatonales, áreas sujetas a tránsito vehicular (v. fig)
6.8	230/220	
6.1	115/110	
5.8	66/57.5	
5.6	44/34.5/33	
5.6	13.8/13.2/11.4/7.6	
5	<1	



Anexo D vista lateral subestación tipo poste EPP02

