

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA:  
INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE:  
INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA PROTECCIÓN DE  
EQUIPOS ELÉCTRICOS INSTALADOS Y DE PROTECCIÓN CONTRA  
DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA  
ROYAL MASTER GROUP.”**

**AUTOR:  
IVÁN ALEJANDRO VILLAMARÍN COBO**

**TUTOR:  
ROGELIO ALFREDO ORIZONDO MARTÍNEZ**

**Quito, septiembre del 2021**

## CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR

Yo, Iván Alejandro Villamarín Cobo, con documento de identificación N° 171559590-4 manifiesto mi voluntad y cedo a la Universidad Politécnica Salesiana la titularidad sobre los derechos patrimoniales en virtud de que soy autor del trabajo de titulación: *“DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA PROTECCIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS INSTALADOS Y DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA ROYAL MASTER GROUP”*, mismo que ha sido desarrollado para optar por el título de: Ingeniero Eléctrico, en la Universidad Politécnica Salesiana, quedando la Universidad facultada para ejercer plenamente los derechos cedidos anteriormente.

En aplicación a lo determinado en la Ley de Propiedad Intelectual, en mi condición de autor me reservo los derechos morales de la obra antes citada. En concordancia, suscribo este documento en el momento que hago entrega del trabajo final en formato digital a la Biblioteca de la Universidad Politécnica Salesiana.



-----  
Iván Alejandro Villamarín Cobo  
CI. 171559590-4

Quito, D.M., septiembre del 2021.

## DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR

Yo declaro que bajo mi dirección y asesoría fue desarrollado el Proyecto Técnico, *“DISEÑO DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA PARA PROTECCIÓN DE EQUIPOS ELÉCTRICOS INSTALADOS Y DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS PARA LAS INSTALACIONES DE LA EMPRESA ROYAL MASTER GROUP.”* realizado por Iván Alejandro Villamarín Cobo, obteniendo un producto que cumple con todos los requisitos estipulados por la Universidad Politécnica Salesiana, para ser considerado como trabajo final de titulación.

Quito, D.M., septiembre de 2021



---

Rogelio Alfredo Orizondo Martínez

C.I. 1757424195

## **DEDICATORIA**

Dedico este proyecto técnico a mis hijas, quienes han sido mi principal motivación para culminar esta meta y a mi esposa, que me apoyó y alentó para continuar cuando parecía que me iba a rendir.

## AGRADECIMIENTOS

Quisiera citar la siguiente frase:

*“Un poco de ciencia aleja de Dios, pero mucha ciencia devuelve a él”*

*Louis Pasteur.*

Así que comenzaré agradeciendo a Dios, por brindarme la sabiduría necesaria para realizar este proyecto técnico y la perseverancia para culminarlo con éxito.

A mi padre, por haber sido no sólo el gestor de este logro, sino el ejemplo académico y moral que impulsó mi camino hasta esta meta profesional, demostrándome que no existe tiempo para los sueños ni obstáculo que impida cumplirlos cuando se tiene el ejemplo de perseverancia que me dio. A mi abuelita, guía de mi niñez y adolescencia, quien con su amor y valores construyó los pilares de mi carácter. A mi madre, por haber sido ejemplo de honestidad, trabajo íntegro y de lucha constante, a quien debo no sólo mi vida sino la fortaleza de espíritu que poseo, a mi familia por haber creído en mi capacidad, a mi tutor, Ing. Rogelio Orizondo, y a todos los docentes que guiaron mis pasos a través de la dura pero satisfactoria senda académica, quienes con sus amplias experiencias y conocimientos forman día a día a cientos de estudiantes que los guardarán con gratitud eterna por su noble labor. .

Así mismo, deseo manifestar mi gratitud a la Universidad Politécnica Salesiana que con ética, valores y conocimientos me han formado profesionalmente.

A mi esposa, por ser mi pilar fundamental y haberme apoyado incondicionalmente, pese a los inconvenientes y adversidades que se presentaron a lo largo de mi vida

estudiantil, quien me dio ejemplo de esperanza y fortaleza.

## ÍNDICE

<b>CESIÓN DE DERECHOS DE AUTOR .....</b>	<b>i</b>
<b>DECLARATORIA DE COAUTORÍA DEL DOCENTE TUTOR.....</b>	<b>ii</b>
<b>DEDICATORIA.....</b>	<b>iii</b>
<b>AGRADECIMIENTOS .....</b>	<b>iv</b>
<b>ÍNDICE .....</b>	<b>vi</b>
<b>ÍNDICE DE FIGURAS.....</b>	<b>viii</b>
<b>ÍNDICE DE TABLAS.....</b>	<b>xii</b>
<b>RESUMEN.....</b>	<b>1</b>
<b>ABSTRACT .....</b>	<b>2</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>3</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>3</b>
1.1 Definición .....	3
1.2 Objetivos de un sistema de puesta a tierra.....	3
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>6</b>
<b>MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>6</b>
2.1 Problema .....	8
2.2 Alcance .....	9
2.3 Objetivo general.....	10
2.4 Objetivos específicos .....	10
2.5 Elementos constitutivos de un spat.....	11
2.6 Corriente de fuga .....	37
2.7 Tipos de falla a tierra .....	38
2.8 Tensión de toque y tensión de paso .....	40
2.9 Descargas eléctricas atmosféricas.....	44
<b>CAPÍTULO III.....</b>	<b>51</b>





## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Principales problemas eléctricos que se atenúan al poseer un óptimo SPAT .....	7
Figura 2. Pirámide de jerarquía de las soluciones respecto de la calidad de energía...8	
Figura 3. Acometida principal hacia el tablero de distribución de las instalaciones de la empresa Royal Master Group.....	9
Figura 4. Fachada principal de las instalaciones.....	10
Figura 5. Representación esquemática de los elementos de un SPAT.....	12
Figura 6. Representación física de los elementos de un SPAT.....	12
Figura 7. Representación geométrica de la relación entre impedancia y resistencia. 15	
Figura 8. Representación física de la resistividad de un material, donde encontramos su relación con longitud, área, voltaje y corriente. ....	16
Figura 9. Comportamiento de la resistividad del suelo y su relación con la humedad a frecuencias distintas. ....	20
Figura 10. Comportamiento de la resistividad del suelo debido a diversos factores. 21	
Figura 11. Elementos que intervienen en una soldadura exotérmica.....	25
Figura 12. Algunos tipos de conectores utilizados para realizar conexiones en tierra. ....	26
Figura 13. Representación de conexión de un borne de puesta a tierra. ....	27
Figura 14. Ilustración acerca de la ubicación de un borne de puesta a tierra.....	27
Figura 15. Color característico de un conductor aislado de puesta a tierra.....	28
Figura 16. Imagen de una barra de equipotencialidad. ....	30
Figura 17. Representación de los 3 tipos de resistencia que se encuentran en el contacto electrodo - tierra.....	31
Figura 18. Tipo de ubicación permitida de los electrodos de barras.....	34

Figura 19. Ilustración de la forma y ubicación de un electrodo de placa.....	35
Figura 20. Ilustración de una bobina de choque para sistema de protección de tierra. .....	37
Figura 21. Tipos de falla que pueden suceder en un sistema eléctrico. ....	39
Figura 22. Representación de la tensión de paso en un circuito. ....	40
Figura 23. Representación de la tensión de contacto en un circuito. ....	43
Figura 24. Componentes de un LPS (Lightning Protection System) o Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas. ....	50
Figura 25. Método de Wenner Alpha para obtener la resistencia aparente del terreno. .....	56
Figura 26. Esquema utilizado para las mediciones 1,2,7 y 8 de resistencia del terreno. .....	58
Figura 27. Esquema utilizado para las mediciones 3,4,9 y 10 de resistencia del terreno. ....	59
Figura 28. Esquema utilizado para las mediciones 5,6,11 y 12 de resistencia del terreno. ....	60
Figura 29. Ingreso de datos de resistividad aparente y de distancia entre picas en el Software IPI2win. ....	65
Figura 30. Representación gráfica en el plano resistividad aparente vs. espaciado de los valores calculados de resistividad. ....	65
Figura 31. Resultados obtenidos de la simulación de los modelos de resistividad y la profundidad de los estratos en el software IPI2win. ....	66
Figura 32. Diagrama de flujo que representa la metodología de cálculo de nivel de protección según la IEC 62305. ....	67
Figura 33. Datos obtenidos por medio de la aplicación de la Empresa Eléctrica Quito geoportal, donde se encuentran los datos del transformador 33426. ....	76
Figura 34. Forma y dimensiones de la malla diseñada y ubicación de los electrodos. .....	79

Figura 35. Representación de las curvas A, B y C para el coeficiente $K_1$ de acuerdo a la profundidad de la malla de diseño.....	81
Figura 36. Representación de las curvas A, B y C para el coeficiente $K_2$ de acuerdo a la profundidad de la malla de diseño.....	82
Figura 37. Ejemplo del sistema de terminación denominado punta captadora.....	95
Figura 38. Ejemplo del sistema de terminación denominado catenaria.....	96
Figura 39. Ejemplo del sistema de terminación de aire conocido como rejilla. ....	96
Figura 40. Parámetros de cortocircuito en una descarga.....	98
Figura 41. Mínima longitud del electrodo de tierra para el arreglo tipo B. ....	100
Figura 42. Posibles lugares de impacto debido a un líder descendente. ....	101
Figura 43. Variables que intervienen en el diseño de protección contra rayos por el método de la esfera rodante.....	102
Figura 44. Máxima distancia entre puntas captadoras consecutivas.....	103
Figura 45. Vista frontal de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante.....	104
Figura 46. Vista posterior de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante.....	104
Figura 47. Vista lateral derecha de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante.....	105
Figura 48. Malla bajo análisis en el software Etap 16.0.0. ....	106
Figura 49. Gráfica de los valores ingresados de resistividad del terreno bajo análisis. ....	107
Figura 50. Valores obtenidos por simulación de las tensiones de malla y máximas tensiones admisibles.....	107
Figura 51. Malla integrada con el sistema de pararrayos bajo análisis en el software Etap 16.0.0. ....	109

Figura 52. Valores obtenidos por simulación de las tensiones de malla y máximas tensiones admisibles al integrar la malla.....	109
--	-----

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Resultados obtenidos de las mediciones de campo en las instalaciones de Royal Master .....	61
Tabla 2. Valores De Resistividad Aparente Calculados En Base A La Resistencia Aparente Medida.....	62
Tabla 3. Valores promedio de resistividad aparente calculados en base a la Tabla 1. ....	64
Tabla 4. Valores Adoptados De Protección De Acuerdo Al Nivel Escogido .....	74
Tabla 5. Datos Técnicos De Operación Del Transformado Correspondiente A Las Instalaciones Objeto Del Diseño.....	76
Tabla 6. Constantes Propias De La Malla Diseñada. ....	88
Tabla 7. Factores De Cálculo Y Su Expresión Matemática.....	89
Tabla 8. Determinación Numérica De Los Factores De Cálculo Para VS y Vm.....	90
Tabla 9. Comparación De Resultados Obtenidos Mediante IEEE 80 Y El Método De Elementos Finitos De Etap.....	108
Tabla 10. Comparación De Resultados Obtenidos Mediante IEEE 80 Y El Método De Elementos Finitos De Etap.....	110

## RESUMEN

El presente documento tiene como objetivo principal precisar el modelo de un sistema de puesta a tierra y un sistema de pararrayos para la empresa Royal Master Group, mediante el análisis de las características propias del proyecto como resistividad del terreno, características del transformador por medio del cual la empresa se abastece del suministro eléctrico; valoración del nivel de riesgo de descargas atmosféricas debido a la ubicación del proyecto; diseños enmarcados dentro de normativas específicas que nos servirán como guía como la IEEE Std 80-2000, con el objetivo de obtener tensiones de paso y de toque aceptables, valores necesarios para el dimensionamiento de la malla, la IEEE Std 81-1983, norma que nos permite tener un criterio de valores recomendados para la resistencia de puesta a tierra, tomando como base los valores obtenidos en las mediciones de resistividad del terreno bajo estudio, y el IEC 62305-2011, para el diseño de protecciones contra descargas atmosféricas, mediante el cual estableceremos los niveles de protección contra rayos o LPL (Lightning Protection Level) y su correlación con los niveles de protección a implementar o LPS (Lightning Protection System), además aplicaremos el método de la esfera rodante, que es un modelo electrogeométrico de una esfera que muestra los puntos susceptibles de recibir una descarga y cuyo radio se obtiene en función del nivel de protección.

## **ABSTRACT**

The main objective of this document is to specify the model of a grounding system and a lightning rod system for the company Royal Master Group, through the analysis of the characteristics of the project such as soil resistivity, characteristics of the transformer through which the company is supplied with electricity, evaluation of the risk level of atmospheric discharges due to the location of the project; designs framed within specific standards that will serve as a guide such as the IEEE std 80-2000 with the objective of obtaining admissible touch and step voltages, values necessary for the sizing of the mesh, the IEEE std 81-1983, a standard that allows us to have a criterion of recommended values for grounding resistance, based on the values obtained in the resistivity measurements of the study ground, and the IEC 62305-2011, for the design of lightning protection, through which we will establish the lightning protection levels or LPL (Lightning Protection Level) and its correlation with the protection levels to be implemented or LPS (Lightning Protection System), in addition we will apply the rolling sphere method, which is an electrogeometric model of a sphere that shows the points susceptible to receive a discharge and whose radius is obtained as a function of the protection level.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN**

### **1.1 DEFINICIÓN**

Podemos definir a un sistema de toma de tierra o simplemente puesta a tierra de la siguiente manera: “un sistema de puesta a tierra (SPAT) es la conexión eléctrica existente, ya sea hecha de forma intencional o no, de una parte de un circuito eléctrico, o de un elemento conductor que no pertenezca al circuito, con la tierra, [1]. En su conjunto está constituido por electrodos enterrados y conductores a tierra de una instalación eléctrica. Es decir, es la conexión eléctrica directa, sin ningún tipo de protecciones de las partes metálicas de una instalación hacia tierra física por medio de cables y electrodos que permitan el paso de corrientes de defecto o de falla, evitando así diferencias de potencial peligrosas.

### **1.2 OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

En una instalación eléctrica, cualquiera que sea su nivel de voltaje, desde la perspectiva eléctrica, los accidentes y fallas no se pueden evitar de forma definitiva, pero sí que se los puede atenuar en caso de suceder, eso se consigue de dos maneras:

1. Disminuyendo la tensión.
2. Disminuyendo el tiempo de duración de una falla o defecto.

El tiempo de duración de una falla es un tema que se aborda al estudiar las protecciones y su coordinación, donde se tratan temas como tiempos de disparo y tipos de protecciones, tema que es objeto de otro estudio. Nosotros nos hemos enfocado en



los sistemas de puesta a tierra, que es una forma eficaz de atenuar los efectos de la elevada tensión mencionados.

Los sistemas de puesta a tierra tienen como objetivo lograr dos cosas fundamentales:

- a. Seguridad e integridad de las personas.
- b. Protección de equipos y estructuras.

Estos dos parámetros se alcanzan cuando en los sistemas se cumplen requisitos específicos como:[2]

- No presentar una variación significativa de la resistencia frente a cambios ambientales.
- Admitir un rápido despeje de fallas por parte de los equipos.
- Tener capacidad suficiente de conducción para su posterior disipación de corrientes de falla.
- Eludir los posibles ruidos eléctricos de la red.
- Debe estar construido de materiales que resistan a la corrosión.
- Su mantenimiento debe ser ágil y accesible.
- Para cumplir con lo mencionado, se debe revisar y tener presente las normas técnicas que abordan estos temas.

Sin embargo, no existe una seguridad absoluta ya que todo diseño conlleva ciertas consideraciones ideales, y debido a esto existen factores que no se pueden determinar con exactitud, como por ejemplo el número de impactos de un rayo en una zona en específico o su intensidad, otro ejemplo es la resistividad de un terreno, ya que ésta se ve afectada por el nivel de humedad existente, entre otros. Debido a esto, cabe mencionar la afirmación que encontramos en la IEEE std.80, en su traducción:

No bastará más que un análisis superficial para darse cuenta que en el proceso de producción, distribución y consumo de la energía eléctrica existen en todo momento voltajes peligrosos como producto de su naturaleza, pero ello no exime al ingeniero del compromiso permanente de intentar disminuir a porcentajes mínimos este peligro en la mayoría de los casos mediante acciones de diseño y planificación que sean coordinadas inteligentemente.

A través del presente estudio se pretende establecer un esquema de diseño viable para su implementación de un sistema de puesta a tierra y de protección frente a descargas atmosféricas para las instalaciones de la empresa Royal Master Group, abordando y exponiendo los conceptos que intervienen en este tipo de sistemas.

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

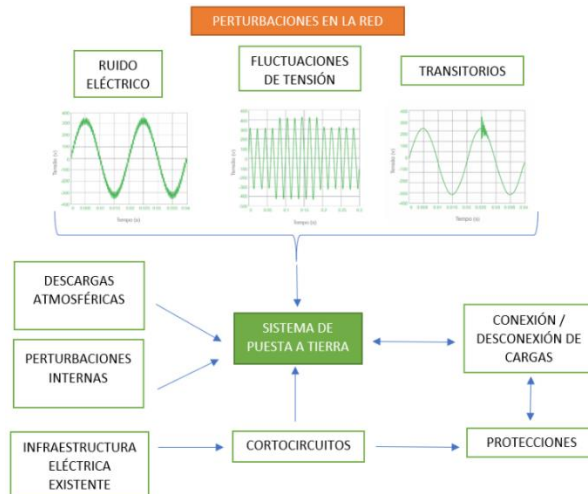
Para la realización de cualquier estudio en las diferentes áreas de ingeniería y de cualquier rama profesional, existen múltiples normativas y ordenanzas de diseño o de construcción que sirven de base en el momento de la elaboración de un proyecto específico. Todo proyecto es único debido a las diferentes características físicas que pueden presentarse como resistividad del terreno, humedad, ubicación del proyecto, nivel de riesgo entre otros, que obliga a los diseñadores a tener una adecuada interpretación de la normativa existente y aplicarla de forma adecuada, y, en el caso donde existan vacíos para su aplicación, a tomar decisiones de diseño que no entren en conflicto con dicho reglamento.

Para el actual trabajo se ha tomado como fundamento las normativas IEEE Std 80 - 2000, IEEE Std 81 - 2012, el Código Eléctrico Ecuatoriano y la IEC Std 62305, cuyos aspectos técnicos iremos desarrollando y aplicando.

Los equipos eléctricos y electrónicos que se utilizan en las industrias y en general son alimentados por la red eléctrica de baja tensión existente que llega a través de un transformador, para nuestro caso uno trifásico de 50 [kVA].

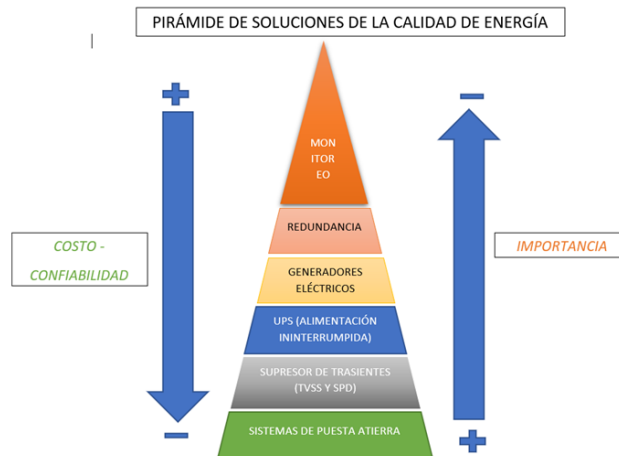
El hecho mismo de tener equipos funcionando representa cierto nivel de perturbación en la red, ya que entre ellos existirán los que funcionen con diferentes niveles de voltaje, que tengan un cierto tipo de arranque y que además tengan diferentes tipos de consumo de corriente. Además, están los componentes electrónicos que si bien es cierto tienen instrumentos internos que los aíslan de las interferencias electromagnéticas, no lo logran hacer de manera cien por ciento eficaz, provocando

ciertos niveles de perturbaciones en la red que se filtran sin ser atenuadas. Esto, sumado a lo imprevisible que resulta la caída de un rayo en las instalaciones nos da como resultado múltiples factores que se ven perturbados por la ausencia de un SPAT adecuado dentro del sistema, como se indica en la Figura 1.



**Figura 1.** Principales problemas eléctricos que se atenúan al poseer un óptimo SPAT. Fuente: Autor

No sólo el SPAT es necesario en una instalación eléctrica bien diseñada, este sistema debe estar acompañado de diferentes componentes que nos brinden soluciones frente a estos problemas y que aseguren una apropiada calidad de la energía, como se muestra en la Figura 2, pero dentro de la pirámide de soluciones ocupa un lugar primordial.



**Figura 2.** Pirámide de jerarquía de las soluciones respecto de la calidad de energía.

Fuente: Autor

## 2.1 PROBLEMA

Las instalaciones de la empresa Royal Máster Group se encuentra ubicada en la ciudad de Quito, sector Carcelén industrial, calles Mariano Cardenal N71-95 y José Enrique Portilla. Este barrio emblemático se inauguró con la ayuda del ex presidente Jaime Roldós Aguilera en la década de los 80 como una ciudadela, y con el transcurso del tiempo se transformó en uno de los centros industriales más importantes con los que cuenta no sólo la ciudad sino el país.

Debido a la rápida expansión industrial se construyeron diferentes fábricas y centros de manufactura que para la época no contaban con una estricta normativa de construcción, es por esto que muchas de sus instalaciones eléctricas fueron hechas sin una base estrictamente técnica, ya que se tenía en cuenta en muchos de los casos únicamente la funcionalidad de los diseños. Este es el caso de la empresa en mención, que luego de inspecciones realizadas se pudo constatar que carece de un sistema de protecciones contra descargas atmosféricas, así como de un sistema de aterrizaje que reduzca las posibles consecuencias, producto de rampas de potencial o de corriente, a

niveles que sitúen a las personas y equipos en un ambiente seguro ya sea en condiciones normales de funcionamiento o en caso de fallo. [3]



**Figura 3.** Acometida principal hacia el tablero de distribución de las instalaciones de la empresa Royal Master Group. Fuente: Autor

## 2.2 ALCANCE

Mediante el presente proyecto, se contempla diseñar la puesta a tierra para las instalaciones de la empresa Royal Master Group basados en el estándar IEC 62305-2011, para protección contra descargas atmosféricas (SPDA), además del diseño de puesta a tierra de dichas instalaciones basados en las normas IEEE Std 81-1983 e IEEE Std 80-2000, ello para la protección de equipos eléctricos instalados, que cumplan con los requisitos mínimos de protección, tomando en cuenta la ubicación geográfica, dimensiones de las instalaciones y carga instalada. Se tiene previsto la realización de tablas de cálculo en Excel, elaboración de planos de diseño en AutoCAD y simulación en software especializado para este tipo de proyectos, como es el Etap.

Como resultado final se obtendrá un diseño adecuado y que esté en la capacidad de ser implementado en cualquier momento, mientras se mantengan los parámetros de diseño utilizados.



**Figura 4.** Fachada principal de las instalaciones. Fuente: Autor

### **2.3 OBJETIVO GENERAL**

Proponer un diseño económicamente viable y técnicamente apropiado de un sistema de puesta a tierra para todas las instalaciones de la empresa Royal Master Group, además de un SPDA empleando los parámetros de diseño típicos de este tipo de instalaciones y cumpliendo los requisitos establecidos en los estándares para su futura implementación.

### **2.4 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Identificar los parámetros de diseño del SPAT, basados en características del terreno, corrientes máximas de cortocircuito, selección del conductor apropiado y geometría de ésta, para cumplir con un diseño apropiado enmarcado dentro de las normas IEEE 81 e IEEE 80.
  
- Diseñar los sistemas apoyados en software específico, el cual debe estar dentro de los parámetros normativos, cumpliendo con tensiones admisibles de toque y de paso.

- Determinar las especificaciones técnicas de los materiales que debe cumplir el diseño para que en el momento de su implementación provea seguridad frente a maniobras, eliminando o disminuyendo el riesgo de daños físicos a personas o equipos debido a fallas o averías en los sistemas instalados, asegurando la debida actuación de las protecciones instaladas.
- Realizar el diseño de un SPDA con su respectiva puesta a tierra que garantice la integridad física de las personas y la protección de equipos e instalaciones de la empresa Royal Master Group adheridos a la normativa IEC 62305.

## **2.5 ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE UN SPAT**

Los elementos que forman parte de un SPAT deben ser al menos los siguientes [4]:

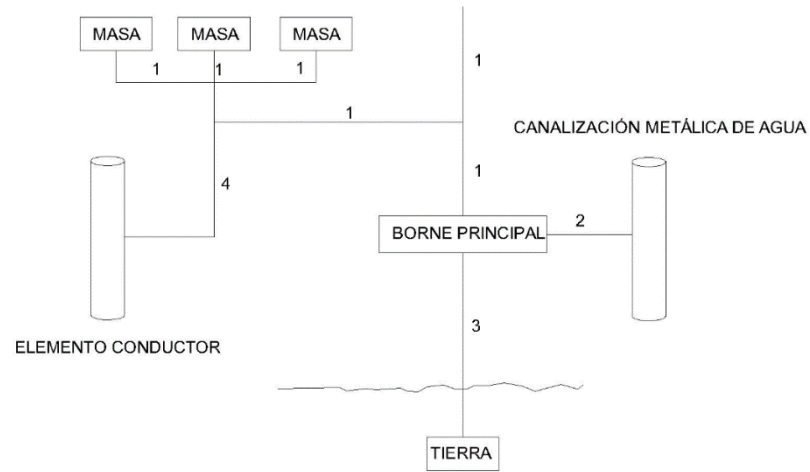
### **Cables de unión:**

1. Cable de protección.
2. Cable principal de equipotencialidad.
3. Cable de enlace con el SPAT.
4. Cable de equipotencialidad auxiliar.

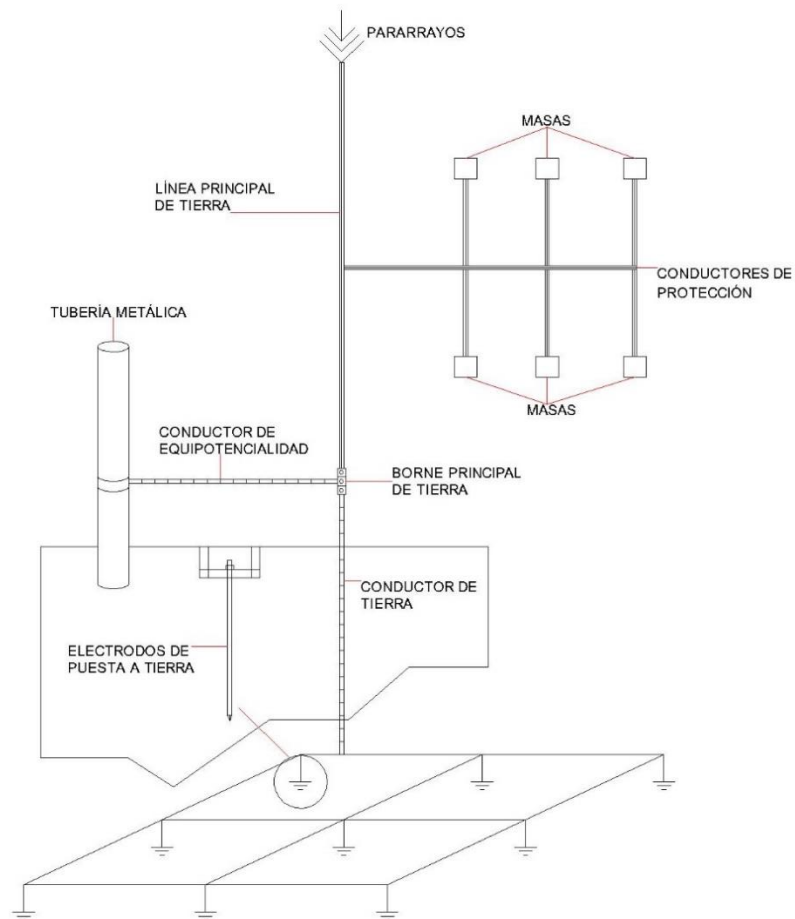
### **Elementos**

- Borne o punto principal de puesta a tierra.
- Masas.
- Material o elemento conductor.
- Canalización metálica de agua (para equipotencialidad).
- Sistema de tierra.





**Figura 5.** Representación esquemática de los elementos de un SPAT. Fuente: Autor



**Figura 6.** Representación física de los elementos de un SPAT. Fuente: Autor

Por lo que hemos podido tratar hasta ahora entendemos que una puesta a tierra es el camino que encuentran las corrientes de defecto o de falla y las corrientes de origen atmosférico hacia un lugar donde pueda ser disipada. Este lugar físico es la tierra, por ello podemos suponer que es uno de los elementos más significativos de los que obedece un correcto diseño de esta clase de sistemas.

En el análisis de este elemento, desde la perspectiva eléctrica, es fundamental hablar de la resistividad que posee el mismo, ya que nos describirá su comportamiento en el momento de actuar ante los sucesos descritos en el párrafo anterior. Este comportamiento depende de múltiples factores que influirán en su resistividad, y que en su conjunto nos indicarán si los terrenos son buenos, malos o regulares conductores de corriente, factores que trataremos más adelante.

## **2.5.1 Terreno**

### **2.5.1.1 Diferencia entre neutro y tierra**

En teoría, el neutro es un conductor que posee un potencial de 0 [V], es decir, que únicamente actúa como el elemento que permite crear la diferencia de potencial necesaria para que exista una circulación de corriente por el conductor de fase entre la fuente y la carga. Idealmente este conductor neutro como hemos indicado, no tiene diferencia de potencial respecto a tierra, y por el sólo existe un retorno de la corriente hacia la fuente, pero esto sólo sucede en sistemas balanceados y con un correcto sistema de protecciones, puesto que el mismo neutro necesita de un SPAT.

Por otro lado, la toma de tierra es el conductor por medio del cual no debería circular corriente alguna en condiciones de perfecto funcionamiento de un sistema, es decir, existe exclusivamente para funciones de protección, puesto que sirve

únicamente como referencia de potencial 0 [V] en el caso de existir posibles sobretensiones. Solamente en estos casos de falla es cuando debe actuar la puesta a tierra, ya que debido a su muy baja impedancia proporciona una vía de circulación a la corriente hacia donde puede ser disipada, evitando los daños descritos en párrafos anteriores.

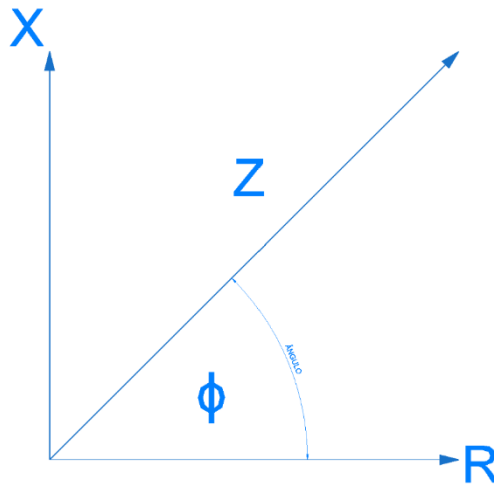
### 2.5.1.2 Impedancia y resistividad

La *impedancia* ( $Z$ ) es una medida física cuya magnitud se expresa en *ohmios* y está representada por la letra omega ( $\Omega$ ), nos indica la oposición al paso de la corriente ( $i$ ) que presenta y es característica de una cantidad de material o sustancia cuando le es aplicado un cierto voltaje ( $V$ ), esta oposición puede ser fija o variable, dependiendo del tipo de corriente (directa o alterna respectivamente) que circule por él. Su relación matemática la podemos ver representada en la ecuación (1).

A la impedancia variable se la conoce como *reactancia* ( $X$ ), y a la impedancia fija se la conoce simplemente como *resistencia* ( $R$ ), y la suma fasorial de ellas nos dará la llamada impedancia compleja ( $Z$ ).

$$Z = \frac{V}{i} (\Omega) \quad (1)$$

Al analizar la relación entre impedancia, resistencia y reactancia podemos interpretarla geoméricamente, según la Figura 7.



**Figura 7.** Representación geométrica de la relación entre impedancia y resistencia.

Fuente: Autor

Nos centraremos en las impedancias de naturaleza fija, llamadas óhmicas, cuya resistencia no varía independientemente del tipo de corriente aplicada, pero como decimos que es característica de una cantidad de material, la resistencia aumentará si aumentamos la longitud ( $l$ ) de un material, por otro lado, disminuirá si aumentamos la sección transversal de dicho material conductor ( $a$ ). Esto nos indica que la resistencia se encuentra en proporción directa a la longitud del material y es proporcionalmente inversa a su área, lo que nos permite tener una nueva relación matemática:

$$R \propto \frac{l(\text{longitud})}{a(\text{área})} \quad (2)$$

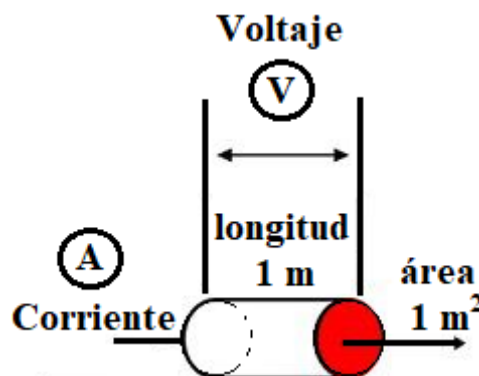
Al tener dos magnitudes relacionadas proporcionalmente, existe una constante de proporcionalidad entre ellas, esta constante convierte la relación en una igualdad y es llamada **resistividad**.

$$R = \rho \frac{l}{a} = (\Omega) \quad (3)$$

Tenemos entonces una definición de resistividad, que es la resistencia específica de un material con dimensiones determinadas de un metro de longitud por un metro cuadrado de sección transversal, cuya representación matemática está expresada así:

$$\rho = \frac{R * a}{l} = (\Omega * m) \quad (4)$$

Esta representación matemática puede representarse para un mejor entendimiento mediante la Figura 8.



**Figura 8.** Representación física de la resistividad de un material, donde encontramos su relación con longitud, área, voltaje y corriente. Fuente: Autor

### - Importancia

Podría pensarse que, de todos los elementos que componen un SPAT, dentro de los más trascendentales se pueden encontrar los electrodos, los cables conductores o cualquier otro elemento que nos brinde una referencia de este tipo de sistemas, pero en realidad ninguno de estos componentes podrían ser diseñados sin conocer la

resistividad del suelo, ya que de una correcta medición y de los resultados que ellas arrojen partirán y dependerán los cálculos que se realicen para dimensionar la malla a tierra.

Ya que esta resistencia específica del terreno conocida como resistividad, depende de la capa de suelo de la que esté compuesta, y a la vez la resistividad de esta capa está determinada por múltiples factores no sólo físico químicos sino climáticos, los equipos que se utilizan para su medición obtienen una llamada *resistividad aparente*, que es la resistividad medida a una distancia determinada.

Para efectos del presente trabajo utilizaremos esa resistividad aparente medida para, mediante software especializado y a través de cálculos matemáticos del mismo, obtener la resistividad real del terreno.

### **Elementos que afectan la resistividad**

- *Naturaleza del terreno (tipo de composición físico-química).*

La estructura del suelo depende de los materiales de los que esté compuesto, por ejemplo, un terreno compuesto por rocas de mayor tamaño o compactas tendrán una mayor magnitud en cuanto a su resistividad. Como pauta mencionaremos a la grava, arena y arcilla que tienen resistividades descendentes, en el orden citado, puesto que distintos tipos de material poseen una resistividad característica. Entre los múltiples valores que podemos encontrar dentro de los materiales, encontraremos algunos de los más típicos en el **Anexo 21** .

- *Compactación.*

Resulta evidente que mientras más compactado esté un terreno existirá mayor concentración de material, dejando muy poco espacio a sectores donde existan vacíos microscópicos, hecho que afectará al movimiento de electrones cuando se produzca una corriente de defecto.

A su vez, cuando se introducen los electrodos en el suelo para la creación de la malla, se producen separaciones entre el terreno y los electrodos, efecto que se ve acentuado cuando se realiza la penetración con maquinaria, en tal razón se recomienda realizar una compactación del terreno luego de la colocación de los electrodos.

- *Tipos de estrato.*

En su mayor parte, el terreno donde se requiere ubicar un SPAT, está compuesto no por una, sino por varias capas de tierra de diferente espesor más o menos paralelas que, como lo vimos en el **Anexo 21**, poseen diferentes propiedades de resistividad dependiendo de su naturaleza, es por esto que al realizar las mediciones obtenemos un promedio de esta resistividad.

- *Salinidad.*

Es una práctica común pero no técnicamente correcta que se agregue sales y compuestos que aumenten la conductividad del terreno. Esto se debe a que la cantidad de electrolitos influyen claramente en la resistividad de un terreno. Al encontrarse de forma natural en la tierra disueltas sales minerales, dependerá de su concentración el hecho de que un terreno sea buen conductor o no. En la tabla del **Anexo 22**, podemos apreciar la gran influencia que tiene la concentración de sales en la respuesta de resistividad.

- *Humedad.*

La salinidad y la humedad del terreno están estrechamente ligadas, debido a que las sales que se encuentran disuelven el terreno se disuelven y se propagan de una manera más eficiente gracias al contenido de agua que se encuentra en él. De manera experimental se obtienen grandes variaciones a concentraciones diferentes de humedad en los diferentes tipos de terreno, como se muestra en el **Anexo 23**.

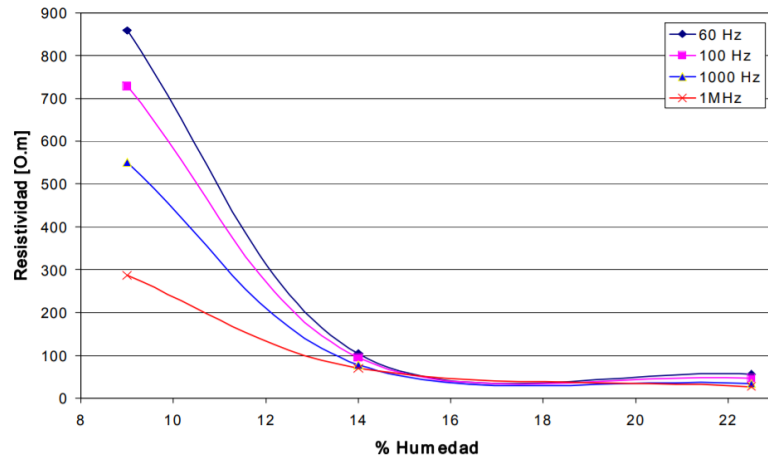
- *Temperatura.*

Según las leyes de la termodinámica, el movimiento de partículas se ve afectado por la temperatura a la que se encuentra un material. A mayor temperatura, mayor movimiento de partículas. Es de suponer entonces que también se verán afectados los electrones que se mueven en un circuito, y esto se comprueba mediante la tabla del **Anexo 24**, que nos muestra que a menor temperatura el movimiento de electrones disminuye, lo que aumenta la resistividad de un terreno.

- *Frecuencia.*

La resistividad del suelo no sólo se ve afectada por elementos propios y característicos del terreno como los mencionados, sino que un elemento muy importante es la frecuencia de la corriente que entra en contacto con ella, afectándolo de manera significativa a diferentes frecuencias como lo notaremos en la Figura 9, este aspecto es de gran importancia especialmente ante la presencia de fenómenos eléctricos rápidos como por ejemplo los rayos.

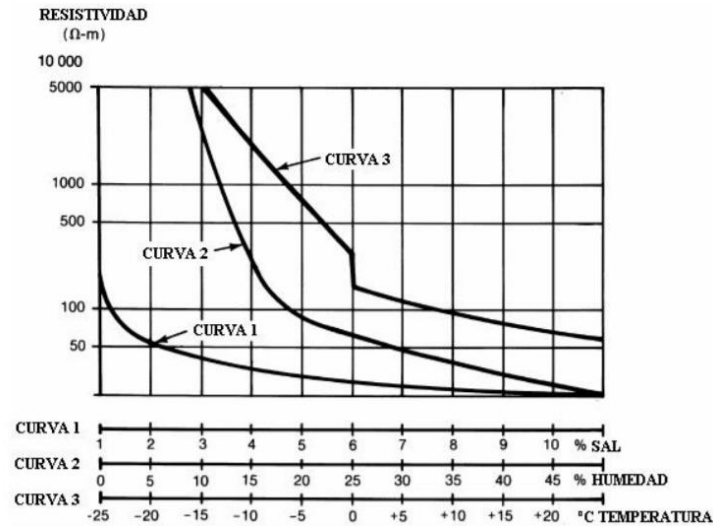




**Figura 9.** Comportamiento de la resistividad del suelo y su relación con la humedad a frecuencias distintas. Fuente: [5]

- *Elementos atmosféricos.*

Al analizar en su conjunto, podemos inferir que la resistividad de un terreno varía considerablemente en valores dependiendo no sólo de la composición sino también del clima en donde se encuentra, pues influye directamente en todos los elementos tratados con anterioridad, ya sea por elementos como lluvia o sol, humedad y temperatura ambiental que cambia el comportamiento sobre todo de las capas superficiales de terreno, por lo cual se torna indispensable en terrenos expuestos posicionar los electrodos a una profundidad aceptable para protegerlos de estos cambios que son inevitables.



**Figura 10.** Comportamiento de la resistividad del suelo debido a diversos factores.

Fuente: [3]

### 2.5.2 Tomas de tierra

En muchos casos se tiene el concepto de que la toma de tierra es el conjunto de elementos que constituyen el SPAT, pero para ser estrictos, constituyen únicamente los elementos que asumen un perfecto contacto con tierra y que tienen la función de concentrar y disipar las corrientes de origen atmosférico o también llamadas de defecto.

Estos elementos son los electrodos, las sueldas y los cables que unen a los electrodos, que son los elementos que permanecerán permanentemente bajo tierra, a una profundidad no menor a 0.50 metros. Además, los materiales de los que deben estar compuestos estos elementos deben garantizar que problemas como corrosión, humedad o factores climáticos no afecten en gran medida su resistencia por encima de los valores diseñados, desde luego deben ser revisados periódicamente para comprobar si mantienen los parámetros de funcionamiento.

### 2.5.3 Conductores de tierra

Los cables conductores de tierra son también denominados línea de enlace y son los encargados de unir el borne principal o punto de puesta a tierra con el conjunto de toma de tierra, es decir con los electrodos. Se pueden utilizar conductores de cobre o aluminio, pero la práctica generalizada es utilizar conductores de cobre, pues ofrece una mejor conductividad, además que al utilizar este material el calibre del cable se reduce. La fórmula para encontrar el calibre la encontramos en la IEEE 80-2000, pues es una manera reducida de hallar la sección transversal en función de la corriente de falla y el tiempo de duración de la falla, la mostramos a continuación:

$$A_{mm^2} = \frac{I_f * K_f * \sqrt{t_c}}{1.9740} [mm^2] \quad (5)$$

Donde:

$I_f$  : es la corriente de falla calculada en kiloamperios [kA].

$K_f$  : es el factor que se extrae del **Anexo 13**, tabla de constantes de materiales, que se calculan basados en la temperatura de fusión del material y a una temperatura ambiente de 40 °C.

$t_c$  : es el tiempo de duración del evento de falla, cuyos valores, según la IEEE 80 - 2000 sección 6.1 se encuentra en el rango de 0.03 – 3 segundos.

Los valores para el tiempo de falla deben ser tomados de acuerdo al criterio del diseñador, sin embargo, se considera para este tipo de estructuras un tiempo de duración de 0.5 segundos que, en adelante, será el tiempo con el que trabajaremos, ya

que cuenta la empresa con protecciones como interruptores termomagnéticos en su tablero principal.

El calibre de este conductor debe cumplir con las mismas exigencias indicadas para los conductores de protección, su calibre no debe ser menor al calibre de este último y en ningún caso menor a 4 AWG como se indica en el Código Eléctrico Ecuatoriano.

### **2.5.3.1 Conexiones**

En el levantamiento de este tipo de sistemas, por regla general se deben minimizar en la medida de lo posible los empalmes y uniones, sobre todo porque muchas veces resultan defectuosos debido a la falta de conocimientos técnicos para realizar este tipo de uniones, resultando en el incremento de la denominada *resistencia de contacto*, sin embargo, en los puntos donde resulta inevitable utilizar conexiones es en el conjunto electrodo – conductor, puesto que son dos elementos distintos.

Existen esencialmente dos métodos por los cuales se pueden realizar las uniones o conexiones entre los cables que componen este sistema, los cuales son mediante *soldadura exotérmica* y por unión física mediante *conectores*.

La **soldadura exotérmica** tiene, en general, mayores ventajas en comparación a la unión mecánica de los elementos, ya que es una unión a nivel molecular, puesto que en su principio básico es la fusión de dos materiales mediante una reacción química debido a las temperaturas con las que este proceso es realizado (2200 °C aprox.), quedando como resultado final un material fundido que tiene entre sus ventajas económicas así como técnicas las siguientes:[6]

### ***Ventajas económicas***

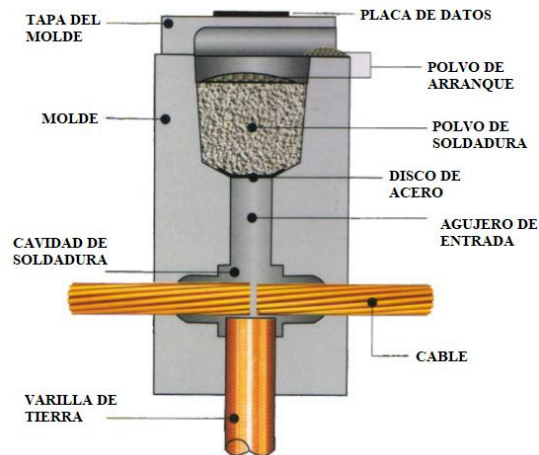
- Costo bajo de construcción.
- Menor supervisión y mantenimiento debido a su mayor seguridad.
- El material utilizado posee una durabilidad mayor o igual a los materiales acoplados.
- Sus uniones son permanentes.
- La poca supervisión que se necesita puede ser realizada por inspección visual, evitando la utilización de equipos o instrumentos especiales para el caso.

### ***Ventajas técnicas***

- Poseen una capacidad de conducción equivalente o superior a los materiales fusionados.
- Mayor resistencia a la fusión que los propios conductores.
- Al ser permanentes, no se deshacen ni sufren de los problemas relacionados con la corrosión de los que si sufre el cobre, por ejemplo.
- Al ser parte de los conductores luego de su fusión, no existen problemas de contacto con tierra.
- Pueden ser aplicadas a distintos tipos de materiales, no sólo de cobre, sino de aleaciones con acero.

Las principales desventajas de este tipo de unión radican en el tiempo de preparación previo a la conexión, la seguridad y el equipamiento del personal al momento de realizar el proceso, al almacenamiento de los materiales y

primordialmente a que, debido a su naturaleza permanente, no se puede deshacer en caso de que sea necesaria una reconfiguración o debido a errores humanos.



**Figura 11.** Elementos que intervienen en una soldadura exotérmica. Fuente:[7]

Los **conectores** en contraste, presentan mayores desventajas en comparación a la soldadura exotérmica, razón por la cual hoy en día existe una propensión a evitarlos, salvo en casos particulares donde por alguna razón técnica o personal se desee trabajar con este tipo de conexiones.

Entre los elementos utilizados para realizar las uniones mediante este método tenemos:

- Abrazaderas.
- Conectores atornillados.
- Conectores unidos con pernos.
- Conectores unidos por encaje.
- Conectores sujetos por compresión.

En todos los elementos antes citados, se necesita realizar una acción de aprete o ajuste por parte del personal que ejecute la obra, motivo por el cual la unión de los

elementos dependerá mucho del factor humano, con sus respectivos riesgos, sin contar con el factor de contacto entre los elementos que nunca llegará a ser del 100 %.



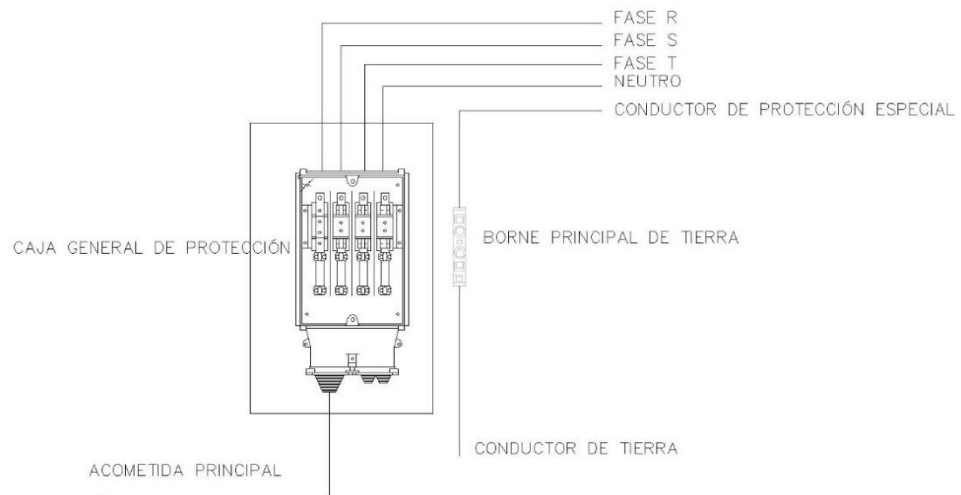
**Figura 12.** Algunos tipos de conectores utilizados para realizar conexiones en tierra.

Fuente:[7]

#### **2.5.4 Bornes de puesta a tierra**

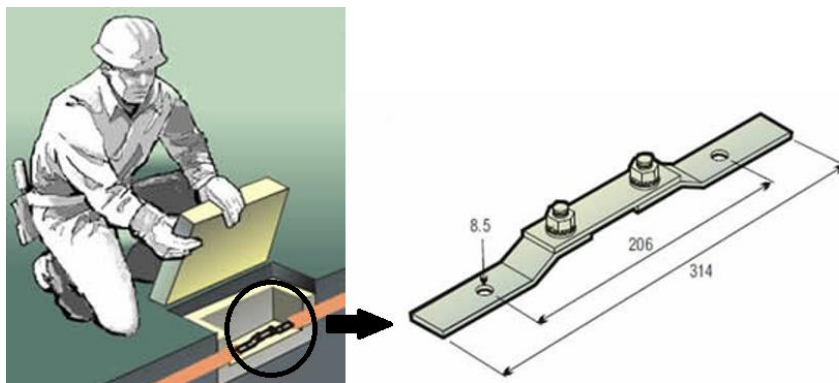
Se entiende como bornes de puesta a tierra al elemento que se encuentra fuera de tierra encargado de unir la toma aterrizada con el circuito de puesta a tierra o llamado de protecciones especiales de una estructura.

Este elemento es una estructura metálica formado por placas y tornillos en donde se conectarán físicamente el cable de tierra con los cables de protección y los conductores de uniones equipotenciales.



**Figura 13.** Representación de conexión de un borne de puesta a tierra. Fuente:  
Autor.

Adicionalmente, este elemento debe asegurar la continuidad eléctrica y debe ser mecánicamente seguro, permitiendo la conexión y desconexión de ambas secciones del sistema de puesta a tierra.



**Figura 14.** Ilustración acerca de la ubicación de un borne de puesta a tierra.  
Fuente:[8]



Se debe indicar que este borne debe estar correctamente protegido, ya sea que se ubique al nivel del suelo o sobre él, en el interior de una arqueta de protección que mantenga las dimensiones apropiadas para su alojamiento.

### 2.5.5 Conductores de protección

Este conductor de protección comprende todas las líneas principales de tierra con sus derivaciones como circuitos internos de las instalaciones, y une las masas de un circuito con el conductor de tierra. Estas masas pueden ser de origen variado, como cañerías, equipos o estructuras metálicas que puedan estar accidentalmente bajo tensión.



**Figura 15.** Color característico de un conductor aislado de puesta a tierra

Fuente:[9]

Estos conductores por norma deben ser de cobre aislado, el color de su aislamiento debe ser amarillo – verde como se ilustra en la Figura 15, su canalización debe ser la misma que las de la línea de alimentación de las fases del circuito, y su sección transversal o calibre está determinado por el calibre de los conductores de fase que acompañe de acuerdo a la tabla del **Anexo 25**.

Existe, sin embargo, una forma rápida de calcular el calibre del conductor mediante la tabla del **Anexo 26**, esto de forma empírica.

Los valores que encontramos en el citado anexo, tienen validez únicamente en el caso de que los conductores de protección y los conductores de servicio hayan sido elaborados del mismo material.

Cuando los conductores de protección no formen parte del circuito de alimentación, deben de ser construidos en cobre, con una sección mínima detallada a continuación:

- 2,5  $mm^2$ , de poseer protección mecánica (revestimiento).
- 4  $mm^2$ , de no poseer protección mecánica.

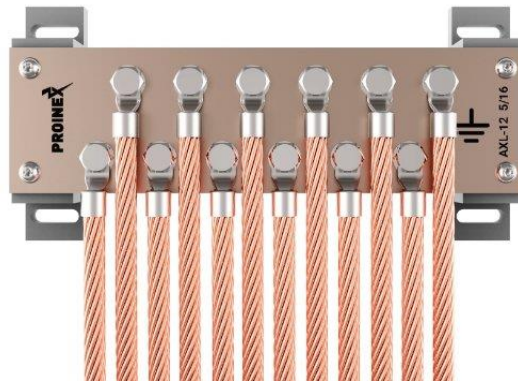
En el caso de que se tengan varios circuitos y un solo conductor de protección común a estos, la sección de ese cable debe diseñarse tomando en cuenta la mayor sección de los conductores de fase disponibles.

#### **2.5.6 Barra y conductores de equipotencialidad.**

Se denominan conductores de equipotencialidad a todos los conductores que se encuentran unidos eléctricamente a las estructuras metálicas de una edificación con la finalidad de evitar las diferencias de potencial que pudiesen existir entre ellas.

La barra equipotencial o barra de equipotencialidad es un elemento del SPAT que sirve como conexión entre los cables de protección, los cables de equipotencialidad y el cable conductor de tierra. Físicamente se compone por una barra de cobre aislada eléctricamente de su soporte y que posee orificios que pueden soportar conexiones para terminales doble ojo, cuyas terminales deben estar lubricadas con grasa del tipo anti oxidante.

En cada orificio de la barra se debe colocar un solo conector, y, en el caso en donde el espacio proporcionado no fuese suficiente se deberá colocar otra barra de las mismas características, conectadas eléctricamente mediante un cable del calibre 2/0 AWG o superior.



**Figura 16.** Imagen de una barra de equipotencialidad. Fuente:[10]

Entre los equipos y estructuras que deben conectarse a la barra podemos citar las siguientes:

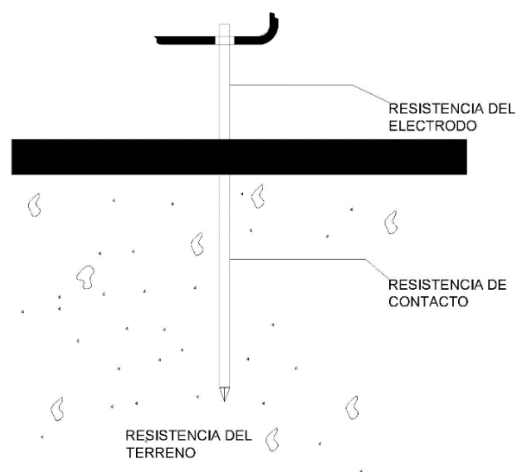
- Los sistemas de pararrayos.
- Instalaciones de captación de señales de televisión.
- Instalaciones eléctricas internas, incluidas las áreas de aseo, baño y comunales.
- Instalaciones de conducción de agua, gas y sistema de calefacción.
- Los elementos metálicos significativos de una estructura, como ascensores o montacargas.

### **2.5.7 Electrodo de tierra.**

El electrodo de tierra es aquel elemento que está en empalme directo con tierra y es el encargado de disipar la corriente de defecto directamente. Debe poseer

características de baja resistencia, alta durabilidad y soportar la corrosión, ya que están permanentemente enterrados y a una profundidad determinada.

Podemos describir 3 tipos de resistencias que se forman en el electrodo cuando está en contacto con tierra, la resistencia propia del electrodo, la resistencia que existe entre el electrodo y la tierra y la resistencia propia del terreno; las dos primeras debido a su pequeña magnitud se las podría considerar despreciables mientras que, la resistencia del terreno es la que estudiaremos matemáticamente en el momento de realizar los cálculos para el dimensionamiento de la malla de protección de tierra.



**Figura 17.** Representación de los 3 tipos de resistencia que se encuentran en el contacto electrodo - tierra. Fuente: Autor.

- **Tipos de electrodos.**

En el Código Eléctrico Nacional sección 250-81 y sección 250-83 se especifican dos tipos de electrodos, los llamados fabricados y los no fabricados. A continuación, los describiremos según sus características.

- **Electrodos no fabricados**

Este tipo de electrodos son estructuras que se pueden utilizar como electrodos de aterramiento, sin haber sido necesariamente fabricados e instalados con aquel propósito.

No debemos involucrar este tipo de electrodo con el requerimiento existente en la norma de Código Eléctrico Nacional, que nos indica que estos elementos deben estar interconectados entre sí con fines de mantener un nivel de equipotencialidad.

Entre los electrodos no fabricados que podemos encontrar dentro de una edificación tenemos[2]:

- a) Tuberías metálicas subterráneas de agua.*

Puede ser utilizado como electrodo de puesta a tierra una tubería metálica enterrada, cuya superficie de contacto sea al menos de 3,0 metros y debe poseer continuidad eléctrica hasta los conductores de conexión equipotencial. Este tipo de electrodos se debe integrar con un electrodo del tipo fabricado y deben estar conectados mediante un puente de conexión equipotencial que puede ser un alambre de cobre, cuya sección no requiere superar los  $13,29 \text{ mm}^2$  (# 6 AWG), o en su defecto un alambre de aluminio de  $21,14 \text{ mm}^2$ .

- b) Estructura metálica de la edificación*

Esto se puede realizar, siempre y cuando la estructura se encuentre eficazmente conectada a tierra.

- c) Electrodo empotrado en concreto*

Debe ser una varilla de acero desnudo o con cualquier recubrimiento conductor, que al menos esté empotrado 50 mm en el concreto, cuyo diámetro y longitud no deben ser menores a 12,7 mm y 6 m respectivamente, o en su defecto se puede utilizar un conductor de cobre desnudo de 6 m de longitud y debe poseer una sección no menor a  $21,14 \text{ mm}^2$  o su equivalente 4 AWG.

- **Electrodos fabricados**

Estos electrodos son fabricados para este tipo de usos específicamente, ya que no tienen recubrimiento alguno de pintura o esmaltes que limiten su conductividad. No está permitido bajo ningún concepto instalar o utilizar electrodos hechos de aluminio. En la medida de lo posible deben estar ubicados en un nivel inferior al nivel de humedad permanente o conocido como nivel freático. En el caso de que se requiera el uso de dos o más electrodos de este tipo, la distancia entre ellos no debe ser menor a 1,80 m, esto incluye las barras del sistema de pararrayos.

Adicionalmente se tiene que aclarar que en el caso de que dos o más electrodos estén acoplados entre sí, se considerará que forman un solo sistema de electrodos ya que estos están conectados equipotencialmente entre ellos.

Entre los electrodos fabricados podemos encontrar:

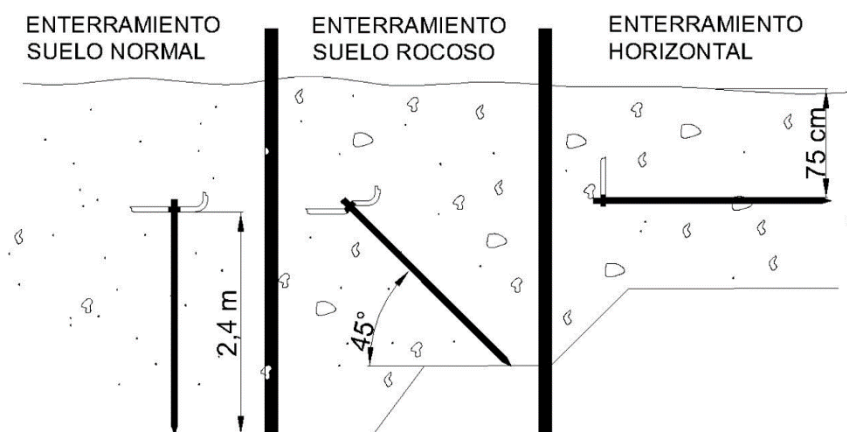
- a) *Electrodos de barras*

Para este tipo de electrodos en cuanto a su longitud se especifica que no debe ser menor a 2,40 metros, son fabricados específicamente para usos de puesta a tierra en hierro o acero inoxidable.

Su diámetro varía de 15,87 mm para el caso del acero inoxidable, y de 12,7 mm de diámetro para el resto de materiales.

En cuanto a la profundidad de penetración la norma nos indica que deben estar enterradas a no menos de 2,40 metros debido a su longitud, pero en el caso de que se tengan materiales como por ejemplo roca donde es muy difícil penetrar en profundidad lo recomendado es que se penetre la varilla con un ángulo de  $45^\circ$  con respecto a la horizontal del terreno.

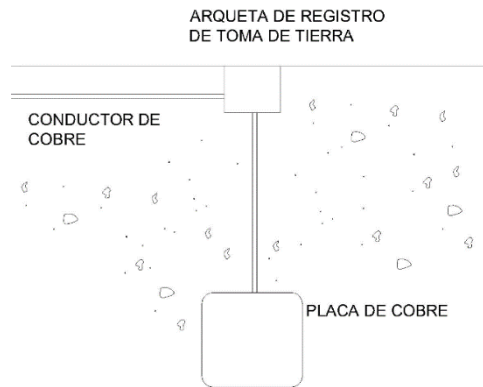
De no ser posible ninguna de las dos alternativas anteriores se tiene la opción de ubicar el electrodo a una profundidad de 0,75 metros por debajo del suelo en sentido paralelo al terreno.



**Figura 18.** Tipo de ubicación permitida de los electrodos de barras. Fuente: Autor

*b) Electrodos de placa*

Al menos el área del electrodo de placa debe ser de  $0,2 \text{ m}^2$ , y debe permanecer en unión directa con el suelo. Para el caso de electrodos de hierro o acero el espesor mínimo es de 6 mm. Los electrodos de metales no ferrosos conviene ser gruesos, con un espesor mínimo 1,5 mm.



**Figura 19.** Ilustración de la forma y ubicación de un electrodo de placa. Fuente:  
Autor.

*c) Anillo de puesta a tierra*

Es en esencia un conductor de cobre desnudo de sección no menor a  $33.62 \text{ mm}^2$  y de una longitud de 6 metros como mínimo, que esté en empalme directo con la tierra a una profundidad de 0.75 m.

**- VALORES RECOMENDADOS DE RESISTENCIA**

Entre la literatura revisada, encontramos que en Código Eléctrico Nacional capítulo 250-84 nos indica que para el caso en el que se utilice para nuestro SPAT una varilla única como electrodo su valor máximo de resistencia no debe exceder los 25 ohmios. Esto aplica en el caso de que se utilicen no solamente varillas sino, como lo hemos visto en el caso de electrodos no fabricados, tuberías metálicas subterráneas de agua, estructuras metálicas o placas.

Cuando suceda que, estos elementos posean más del valor de resistencia recomendado, deberá complementarse con un electrodo adicional, respetando la disposición de separación de 1,80 m que debe existir entre los electrodos.



Cuando hablamos del caso de que nuestro SPAT esté compuesto por más de una varilla, es decir se posea una malla, no se tienen valores estrictamente definidos, sin embargo, se dan ciertas recomendaciones en la IEEE 80-2000 capítulo 14.1 de requerimientos generales:

Para subestaciones de gran extensión, centrales de generación y líneas de transmisión el valor recomendado es de 1 ohmio.

Para el caso de pequeñas subestaciones el rango de resistencia aceptable es de 1 a 5 ohmios, pudiendo traducirse esto a subestaciones de plantas industriales, grandes instalaciones comerciales y edificios.

En el caso nuestro, tomaremos una referencia de 25 ohmios para el diseño de la malla, ya que la empresa no está clasificada dentro de gran industria.

### **2.5.8 Bobinas de choque**

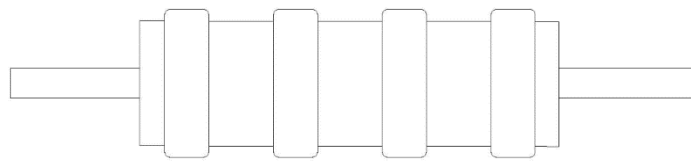
Se instalan bobinas de choque para interconectar circuitos en un solo punto eléctrico, como en nuestro caso los SPATs.

Como habíamos estudiado la puesta a tierra de servicio y la del sistema de pararrayos no deben mezclarse ya que tienen diferentes propósitos y funcionan a frecuencias diferentes, sin embargo, deben estar conectadas de alguna manera con el objetivo de mantener su equipotencialidad.

El principio de funcionamiento de la bobina de choque es básicamente como el de un inductor, es decir un arrollamiento de cables alrededor de un cilindro en donde se produce un campo magnético que se resiste al paso de la corriente sobre todo a altas frecuencias. En condiciones normales de funcionamiento esta bobina no ofrece mayor

resistencia, pero en condiciones de falla por descargas atmosféricas reaccionan con alta impedancia debido a que son perturbaciones de alta frecuencia, lo que permite proteger equipo electrónico sensible y optimiza el sistema de protección.

Las bobinas como elemento acoplador son muy utilizadas en altas y bajas potencias, siendo un elemento elemental hoy en día en cuanto a la protección contra sobretensiones.



**Figura 20.** Ilustración de una bobina de choque para sistema de protección de tierra.

Fuente: Autor.

## 2.6 CORRIENTE DE FUGA

Por los cables de cualquier circuito eléctrico siempre circula algo de corriente, esto es debido a que el aislamiento presenta ciertas características de capacitancia que presentan.

Es decir, la magnitud de la corriente de fuga nos puede servir como parámetro para medir la eficacia del aislamiento de los conductores

Dadas las condiciones de aislamiento de los conductores, la cantidad de corriente que se fuga es extremadamente pequeña, sin embargo, con el uso, el paso del tiempo y las condiciones de trabajo a las que se encuentren los conductores hacen que

se pierda el aislamiento paulatinamente, disminuyendo la resistencia e incrementando la cantidad de corriente que escapa del circuito.

No sólo estos elementos son los causantes del fenómeno, sino que elementos externos a los conductores como cortocircuitos internos, problemas en la distribución como transformadores con problemas de aislamiento o desbalanceados o incluso tensiones inducidas pueden provocar que este problema sea mayor.

Esto es uno de los propósitos del conductor de protección de tierra, proporcionando una ruta de evacuación a estas corrientes.

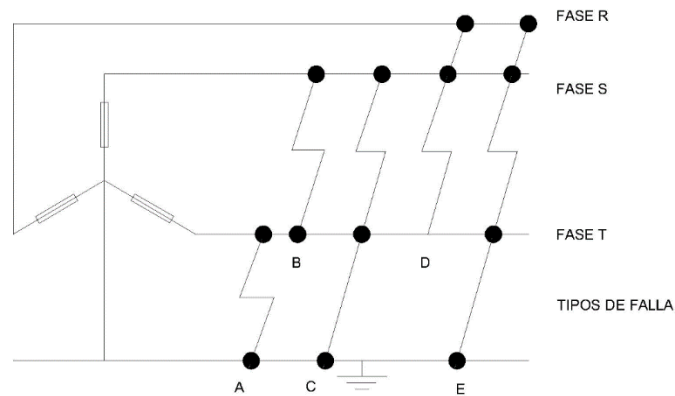
## **2.7 TIPOS DE FALLA A TIERRA**

En general, los sistemas eléctricos operan en equilibrio. Cuando ocurren cortocircuitos o fallas de línea entonces el sistema está desequilibrado, esto es debido a errores de aislamiento o contacto vivo en cualquier punto. Los sistemas de energía pueden fallar por una variedad de razones, incluidas las perturbaciones naturales (rayos, vientos de alta velocidad, terremotos), fallas de aislamiento, árboles que caen, etc.

Los tipos de falla que pueden ocurrir son múltiples, sin embargo, los podemos clasificar en dos grandes grupos, fallas simétricas y asimétricas

***Fallas simétricas.*** - Estos tipos de falla generalmente están conectados a tierra, con todas las fases en cortocircuito (véase Figura 21-E) o pueden estar cortocircuitadas únicamente entre las 3 fases (véase Figura 21-D). Se puede decir que esta falla está equilibrada porque el sistema mantiene la simetría o porque las líneas se mueven en el mismo ángulo (es decir,  $120^\circ$  en una línea trifásica).

Este es el tipo de falla que involucra una corriente más grande al estar involucradas las 3 fases, sin embargo, es la de menor incidencia. Por lo tanto, se realiza un cálculo de cortocircuito balanceado para determinar estas altas corrientes.



**Figura 21.** Tipos de falla que pueden suceder en un sistema eléctrico. Fuente: Autor.

**Fallas asimétricas.** – este tipo de fallas son llamadas así ya que involucran solamente una o dos fases y en muchas ocasiones a tierra, por lo tanto, no se desplazan  $120^\circ$ . Son de magnitud mucho menor a las fallas simétricas, pero en contraste tiene un índice de incidencia mucho mayor.

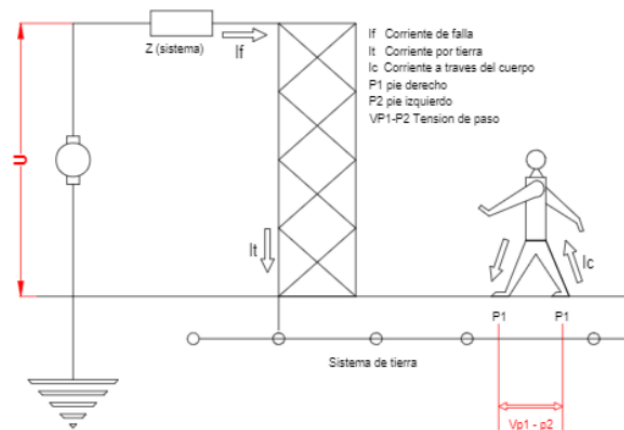
Entre este tipo de fallas se tiene:

- Falla monofásica - tierra (Figura 21-A)
- Falla bifásica (Figura 21-B).
- Falla bifásica – tierra (Figura 21-C).

Para el cálculo de nuestra malla, utilizaremos la máxima potencia que puede suministrar nuestro transformador, es decir, la potencia de cortocircuito trifásica que involucra al tipo de falla simétrica descrito en la Figura 21-D y Figura 21-E.

## 2.8 Tensión de Toque y Tensión de Paso

La *tensión de paso* se define como la diferencia de potencial que puede darse entre los pies de una persona, con una distancia de 1 metro entre ellos, al encontrarse sobre una superficie que se mantiene con un cierto potencial.



**Figura 22.** Representación de la tensión de paso en un circuito. Fuente: [6]

La ecuación para calcular la tensión de paso está definida por la ecuación descrita en la misma normativa y es la siguiente:

$$V_{paso} = I_B (R_B + 6\rho) \quad (6)$$

Donde:

$V_{paso}$  = Tensión de paso.

$I_B$  = Corriente tolerable por el cuerpo humano en ohmios.

$R_B$  = Resistencia del cuerpo humano.

$\rho$  = Resistividad del terreno objeto del diseño.

La corriente tolerable se encuentra en función del tiempo de duración de la falla ( $t_f$ ), que como vimos es más peligrosa mientras mayor sea el tiempo de duración de la falla y que la fijamos en 0.5 segundos. Mientras mayor sea el tiempo de duración de la falla menor será la magnitud de la corriente que sea tolerable por el cuerpo humano.

Adicionalmente esta corriente depende también de un factor  $K$  que es función del peso de la persona estándar para la cual se realizan los cálculos. Dicho factor se encuentra tabulado en la normativa IEEE 80 – 2000 sección 6.1, cuyos valores son los siguientes:

$K = 0.157$  para una persona con un peso corporal de 70 kg.

$K = 0.116$  para una persona con un peso corporal de 50 kg.

De acuerdo a estas constantes se obtendrán diferentes valores para la corriente tolerable, cuya ecuación está definida por la misma norma y es la siguiente:

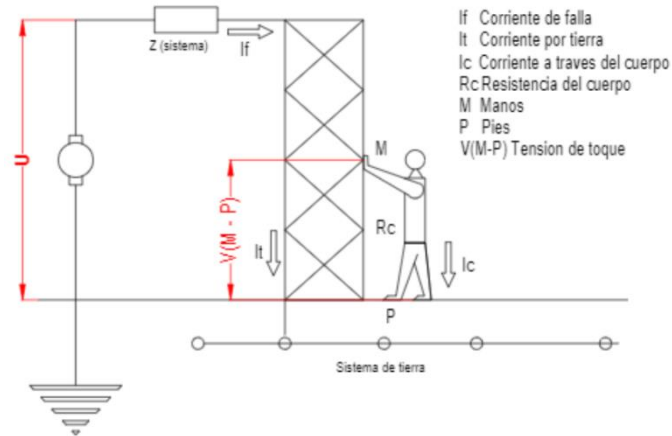
$$I_B = \frac{K}{\sqrt{t_f}} \quad (7)$$

La resistencia del cuerpo humano varía mucho en magnitud, sus valores pueden partir desde los 300 hasta los 4000 ohmios, dependiendo de la trayectoria que la corriente tome en el caso de un evento, sin embargo, se describe en la normativa un valor de 1000  $\Omega$ , valor que se utilizarán en las ecuaciones (6) y (8), y que puede

simbolizar la resistencia de un cuerpo humano de mano a pie, de mano a mano o de un pie a otro pie.

La *tensión de contacto* en cambio, es la diferencia de potencial que puede experimentar una persona al estar en unión con una estructura conductora puesta a tierra. Esta diferencia de potencial es la que existe entre la estructura y la superficie sobre la que se encuentra el individuo. Los distintos tipos de tensiones de contacto son los siguientes:

- 1) Tensión de contacto con una estructura, se mide entre la estructura y el suelo (que está en contacto con el brazo) a una distancia de 1 m.
- 2) Tensión de contacto de malla, se mide entre la rejilla del suelo de la malla y el suelo. El máximo generalmente ocurre cerca del centro de la malla alrededor de la cuadrícula.
- 3) Tensión de contacto de cerca, y es la tensión de contacto que se mide entre una cerca de metal y el suelo dentro de un radio de 1 m.
- 4) Voltaje de contacto de puerta, que es la diferencia de potencial máxima entre una puerta de metal y el piso con un radio de 1 m (distancia de contacto del brazo) en cualquier posición abierta.



**Figura 23.** Representación de la tensión de contacto en un circuito. Fuente:[6]

La ecuación para calcular la tensión de contacto también la encontramos descrita en la misma normativa y es la siguiente:

$$V_{contacto} = I_B (R_B + 1,5\rho) \quad (8)$$

Donde:

$V_{contacto}$  = Tensión de contacto.

$I_B$  = Corriente tolerable por el cuerpo humano en ohmios.

$R_B$  = Resistencia del cuerpo humano.

$\rho$  = Resistividad del terreno objeto del diseño.

Las variables descritas para la tensión de paso como corriente de cuerpo, resistencia del cuerpo y resistividad del terreno se mantienen intactas, desde luego manteniendo los valores de diseño con los que decida trabajar.



## **2.9 DESCARGAS ELÉCTRICAS ATMOSFÉRICAS**

### **2.9.1 Naturaleza**

Se tiene estimaciones que se producen alrededor de 100 descargas atmosféricas alrededor del mundo cada segundo, sin embargo, la formación de los rayos no se conoce del todo desde la perspectiva científica, aunque si se hace una descripción del fenómeno se puede decir que es un fenómeno natural que produce descargas electrostáticas de mucha intensidad de carácter disruptivo debido al aumento del campo eléctrico existente en nubes cargadas o a nivel del suelo.

Existen múltiples tipos de descargas, desde las que se dan entre nubes, las que se producen a tierra hasta las que se producen por una descarga positiva a tierra, estas últimas tienen una incidencia mucho menor que las anteriores pero su nivel de intensidad es muy superior, ya que bordea los 200 kA según investigaciones.

En condiciones normales, el campo eléctrico a nivel del suelo mantiene valores que bordean los cientos de voltios por metro, sin embargo en condiciones de tormenta este campo magnético puede aumentar en magnitudes de varios miles de voltios por metro [11].

En su forma más común, el rayo comienza con la formación de un líder negativo que desciende en una nube de tormenta y avanza paso a paso hacia el suelo. Esto aumenta el campo eléctrico en la punta del pararrayos para formar una descarga de halo, que puede ser una trayectoria ascendente positiva. A medida que el líder asciende, esto afecta la trayectoria del líder descendente. Los líderes descendentes y ascendentes convergen hasta que se produce un cuello de botella. Cuando ocurre una descarga, se crea una ruta eléctrica durante segundos o fracciones de segundo. Se

completa el camino de conducción entre la nube y el suelo, y los rayos fluyen hacia el suelo.

### **2.9.2 Elementos de un sistema de protección contra descargas atmosféricas**

La protección contra rayos es un conjunto de elementos que deben trabajar en sincronía, ya que la finalidad de este tipo de sistemas de protección es no sólo proteger las estructuras de daños producidos por descargas eléctricas como incendios o incluso daños mecánicos, sino la vida de las personas que se localizan alrededor de las instalaciones o incluso dentro de ellas.

Es por esto que un sistema global de protección contra rayos debe incluir necesariamente dos tipos de protección: una protección externa contra rayos (protección contra relámpagos) y una protección interna contra rayos (protección contra sobretensiones).

Sobre las protecciones internas contra rayos hemos tratado en el presente capítulo al hablar de la equipotencialidad que debe existir entre algunos elementos de protección, con la finalidad de prevenir diferencias de potencial que pudieran provocar chispas o fugas de corriente, e incluso abordando temas como el de la bobina de choque y su función esencial al mantener un equilibrio dentro de los diferentes tipos de sistemas de protección.

Abordando las protecciones externas contra rayos tenemos que puntualizar los objetivos que debe cumplir para proporcionar una protección integral como tal, éstas son:

- Interceptación de las descargas directas de los rayos que pudieran suceder alrededor de la estructura.

- Transporte de forma eficaz y segura de estas descargas mediante un sistema conductor de bajada.
- Descarga de esta corriente en el suelo a través de un S.P.A.T diseñado para el caso.

Estos objetivos se logran mediante un correcto dimensionamiento del sistema, cumpliendo los requisitos establecidos en la norma EN/IEC 62305, ya que deben considerarse los efectos térmicos y explosivos de un rayo, bajo estas consideraciones podrían elegirse sistemas aislados o no aislados, debiendo elegirse los primeros en el caso de que la estructura contenga materiales combustibles o con riesgo de explosión considerables.

Bajo estas consideraciones, el actual proyecto no requiere de un sistema aislado, puesto que no posee tal material inflamable, ya que es una empresa donde se elaboran equipos contra incendios, trabajando principalmente con polvo químico seco como materia prima, debemos entonces considerar tener en cuenta únicamente los parámetros de protección a estructuras, equipos y personal.

Un sistema de protección (LPS) no aislado consta de las siguientes partes:

- Sistema de terminación de aire.
- Conductor de bajada.
- SPAT.

#### **a) Sistema de terminación de aire**

La función del sistema de captación es recoger la corriente de descarga del rayo y distribuirla a tierra a través del sistema de descenso hacia terminal de tierra sin daños.

Por lo tanto, es muy importante utilizar un sistema de admisión bien diseñado.

Lo que establece la normativa EN / IEC 62305-3 es la utilización de una o en conjunto, de las siguientes opciones para su diseño:

- Varillas de aire (o remates), ya sean mástiles independientes o conectados con conductores para formar una malla en el techo.
- Conductores de catenaria (o suspendidos), ya sea que estén soportados por mástiles autoportantes o conectados con conductores para formar una malla en el techo.
- Red de conductores mallados que pueden estar en contacto directo con el techo o estar suspendido sobre él (en el caso de que sea de suma importancia que el techo no esté expuesto a descargas directas de rayos). En ningún caso partes metálicas de la estructura debe sobresalir por encima de la red mallada.

En cuanto al posicionamiento de cualquiera de los elementos escogidos, se deberá escoger de acuerdo al estándar cualquiera de los 3 métodos establecidos para determinar su posición, los cuales son los siguientes:

- Método de la esfera rodante.
- Método del ángulo de protección
- Método de la malla.

Cabe especificar que cualquiera de los métodos que se decida utilizar requiere de un cálculo del cálculo del nivel de protección, que se tratará con más detalle en el capítulo 3 sección 3 del presente trabajo.

#### **b) Conductor de bajada**

El conductor de bajada debe seguir la ruta más directa desde el sistema de terminación de aire hasta el sistema de tierra. Cuanto mayor sea el número de

conductores de bajada, mejor será la distribución de la corriente del rayo. Esta característica se refuerza mediante un enlace equipotencial con las partes conductoras de la estructura. También se recomiendan las conexiones laterales, también conocidas como bandas tubulares o anillos conductores, que se proporcionan regularmente mediante metales o conductores externos aleatorios. El espacio entre los conductores debe ajustarse a sus respectivas características del nivel de protección, indicado en el

**Anexo 14.** Siempre debe haber al menos dos conductores de bajada colocados alrededor de la estructura.

Es posible instalar conductores de bajada en cada ángulo de contacto de la estructura.

### **c) Sistema de puesta a tierra**

La norma establece que se debe lograr una baja resistencia electrodo – tierra ya que esta característica aumenta la probabilidad de que el rayo escoja esa trayectoria sobre alguna otra en el momento de su descarga, permitiendo su disipación de forma segura. Este requisito de baja resistencia se logra al incluir una resistencia máxima de 10 ohmios en el sistema, con el que puede lograr una alta seguridad de incidencia.

En cuanto a la disposición de los electrodos, la norma especifica 3 tipos de disposición básica [12]:

- Arreglo tipo A
- Disposición tipo B
- Electrodo de tierra de cimentación

### **Arreglo tipo A**

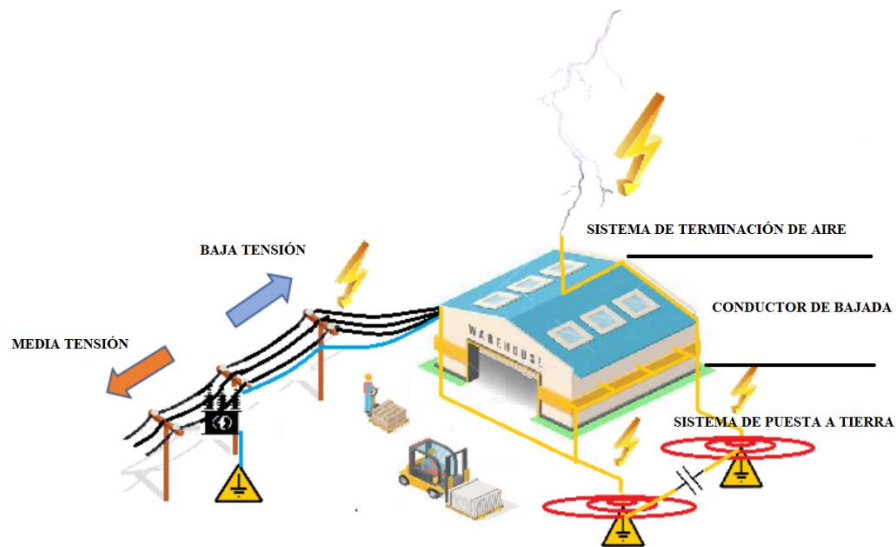
Consiste en electrodos de tierra horizontales o verticales, acoplados a cada conductor de bajada fijado en el exterior de la estructura. Este es, en esencia, un SPAT donde cada conductor de bajada tiene un electrodo de tierra (varilla) conectado a él.

### **Disposición tipo B**

Esta disposición es esencialmente un electrodo de tierra anular completamente conectado que se ubica alrededor de la periferia de la estructura y está en contacto con el suelo circundante durante un mínimo del 80% de su longitud total (es decir, el 20% de su longitud total puede estar alojado en, por ejemplo, el sótano de la estructura y no en empalme directo con la tierra).

### **Electrodos de tierra de cimentación**

Se trata esencialmente de una disposición de puesta a tierra de tipo B. Comprende conductores que se instalan en la cimentación de hormigón de la estructura. Si se requieren longitudes adicionales de electrodos, deben cumplir los mismos criterios que para la disposición de tipo B.



**Figura 24.** Componentes de un LPS (Lightning Protection System) o Sistema de Protección contra Descargas Atmosféricas. Fuente: Autor.

Dentro de los 3 principales sistemas descritos existen elementos que no requieren de cálculo, sin embargo, son elementos importantes como piezas y accesorios que permiten el montaje del sistema integral y que vale la pena mencionarlos, conjuntamente con su función dentro del conjunto (véase **Anexo 1**), estos elementos los detallamos a continuación:

- Soporte.
- Mástil.
- Acoplador en línea.
- Soportes de montaje.
- Conductor de bajada.
- Sujeta cable de acero y abrazadera del conductor.
- Contador de descargas.
- Pozo de inspección.
- Tubo de Protección.

## **CAPÍTULO III**

### **MARCO METODOLÓGICO**

#### **3.1 CRITERIOS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA CONTRA SOBREVOLTAJES BASADOS EN LA NORMATIVA IEEE STD 80-2000.**

Todo diseño en cualquier área de la ingeniería debe comenzar con un análisis de los aspectos técnicos en particular del proyecto, revisando las instalaciones y la situación física en las que se encuentran las instalaciones que incluyen planos de construcción para poder dimensionar de una manera adecuada cualquier sistema y , en nuestro caso en particular, las dimensiones del mallado de puesta a tierra, sin embargo tenemos ciertos parámetros básicos que sirven de guía y que la encontramos en el estándar IEEE 80 – 2000 sección 9.4 (Aspectos básicos del diseño de la red) y sección 9.6 ( Conexiones a la red), cuyas recomendaciones las revisaremos a continuación:

#### **3.2 ASPECTOS BÁSICOS DEL DISEÑO DE LA RED.**

a) Se enrollará a su alrededor un bucle continuo de conductor. Cuanto mayor sea el área, mejor. Esta acción ayuda a sortear una alta concentración de corriente y gradientes pronunciadas, tanto en el área de la red como cerca del extremo sobresaliente del cable. Cubrir un área más grande también reduce la resistencia de la rejilla hacia tierra.



b) En los bucles, los conductores se colocan típicamente en paralelo y, si es posible, a lo largo de la estructura o fila de equipos para asegurar una conexión de cortocircuito a tierra.

c) Un sistema de mallado típico puede contener conductores de cobre desnudo 4/0 enterrados a intervalos de 30 a 50 centímetros (12 a 18 pulgadas) por debajo del nivel del suelo y 3 a 7 m (10 a 20 pies) sobre el suelo en un estilo de cuadrícula mallada. En los puntos donde existan conexiones transversales los conductores deben estar unidos de forma segura (sección 2.5.3 del presente trabajo). La varilla de tierra puede ser un punto de montaje en los puntos de unión de las conexiones transversales a lo largo del perímetro de la rejilla y/o en las esquinas de la red. La estaca de tierra también se puede instalar cerca de la unidad principal, en particular cerca del descargador de sobretensiones. En pisos laminados (que posean varias capas) o que tengan características de alta resistencia, puede ser útil usar varillas más largas o varillas instaladas en juntas adicionales.

d) Esta red pasa a través de todo el sector de maniobras y, a menudo, se extiende más allá de las vallas. Se utilizan más cables de tierra o conductores más grandes donde pueden ocurrir altas corrientes, como en el lugar de conexión de neutro a tierra de los generadores, gabinetes de condensadores y tierra neutra de transformadores.

### **3.3 CONEXIONES DE LA RED**

Deben utilizarse conductores correctamente dimensionados según la cláusula 11 de la IEEE 80 – 2000 que posean la adecuada ampacidad y resistencia mecánica en todas las conexiones siguientes:

- a) Todos los electrodos y la red de malla y en caso de que utilizarse, tuberías de agua. La norma específica que no deben utilizarse tuberías de gas.
- b) Todos los elementos metálicos que se encuentran por encima del suelo que sean conductores, que puedan estar a un potencial diferente accidental o intencionalmente, deben estar unidas entre sí y a su vez, a la red de tierra.
- c) Todas las fuentes de corriente de falla tales como pararrayos, condensadores de acoplamiento o baterías de condensadores, transformadores y neutros de las máquinas que se encuentran dentro de la estructura, circuitos de iluminación y potencia (si los hay).

La norma también indica que, en el caso de ser necesario, las estructuras metálicas de acero o aluminio pueden utilizarse para conducir la corriente a tierra en reemplazo del conductor diseñado, en el caso de que pueda establecerse técnicamente que su conductancia es equivalente a la del citado conductor. En este caso deberá asegurarse que la estructura no posea ningún elemento que pueda mermar sus características conductivas como películas de pintura o fallas mecánicas evidentes, en cuyo caso primero deben arreglarse dichos problemas antes de considerar esta propuesta.

Es muy importante la aclaración de que en el caso de falla no debe asumirse la conducción equitativa de la corriente por red diseñada, ni en sus conductores, así como tampoco en sus uniones.

### **3.4 RESISTIVIDAD DEL TERRENO**

#### **3.2.1 Equipos utilizados**

Para la medición de la resistencia de tierra utilizamos los equipos proporcionados por los laboratorios de la carrera de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Politécnica Salesiana sede sur, estos se detallan en el **Anexo 2**, conjuntamente con una imagen de sus características físicas.

El equipo posee la capacidad de realizar cualquiera de los 4 siguientes tipos de medición de toma de tierra:

- Caída de potencial de 3 y 4 hilos (usando picas).
- Comprobación sin picas (usando solo 2 pinzas).
- Comprobación de resistividad del terreno de 4 hilos (usando picas).
- Comprobación selectiva (usando 1 pinza y picas).

El medidor de tierra Fluke 1625-2 puede medir la resistencia del circuito de tierra con una simple pinza. En este método, se colocan dos abrazaderas en torno a la varilla de tierra, cada una conectada a la varilla de prueba. No se utilizan picas de puesta a tierra.

Se induce un voltaje fijo conocido en una de las pinzas y se mide la corriente en la otra pinza. A continuación, el medidor establece automáticamente la resistencia de la varilla de tierra. Este método únicamente funciona de poseer un sistema de tierra la estructura a analizar. Para muchas aplicaciones residenciales donde solo hay una línea de tierra, el método sin picas no proporciona valores confiables y, por lo tanto, se utiliza el método de prueba de diferencia de potencial.[13]

### 3.2.2 Medición de la resistencia del terreno mediante el método de Wenner

Los métodos que se basan en la clasificación del tipo de suelo para la estimación de su resistividad nos ofrecen datos muy aproximados, es por eso que se deben hacer mediciones de campo para obtener valores reales y con ello, obtener un diseño eficaz.

Debido a las múltiples composiciones de tierra que pueden existir, es posible que concurren terrenos con una resistividad relativamente uniforme, o en el extremo opuesto, otros con grandes variaciones en distancias muy cortas.

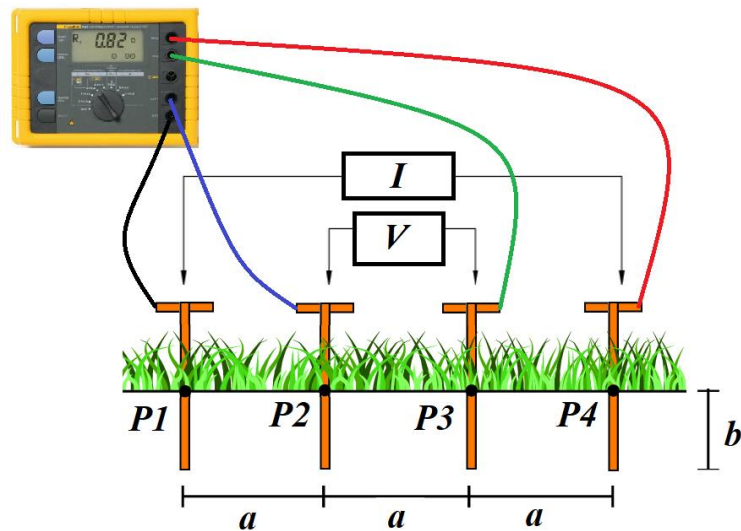
En el caso donde existan grandes variaciones de magnitud en las mediciones tomadas se deben hacer múltiples mediciones, en especial si estas medidas de resistencia son grandes respecto al perfil de terreno que tenemos a consideración.

Uno de los métodos más manejados para medir la resistividad aparente es el método de los 4 puntos o de Wenner, este método tiene varias configuraciones de medición, entre los cuales se pueden encontrar el de Wenner Alpha, Wenner Beta, Wenner Gamma, todas estas configuraciones básicamente varían en el modo en el que posicionan las picas de medición, y, por supuesto, en el cálculo de su factor geométrico.

El proceso por el cual hemos obtenido la resistencia aparente en el presente trabajo es el método de Wenner Alpha, cuya descripción la haremos a continuación:

Se disponen de 4 sondas auxiliares o picas en línea recta separadas por una distancia  $a$  entre ellas, se las entierra en el suelo a una profundidad  $b$  no mayor a 30 cm, distancias mostradas en la Figura 25.

Como hemos indicado, utilizaremos la configuración Wenner Alpha, en la que se pasa una corriente de prueba  $I$  a través de las sondas exteriores **P1** y **P4**, y se mide la diferencia de potencial  $V$  entre las dos sondas interiores **P2** y **P3** mediante una alta impedancia, como resultado se obtiene la resistividad aparente gracias a la ley de ohm,  $Z= V/I$ .



**Figura 25.** Método de Wenner Alpha para obtener la resistencia aparente del terreno.

Fuente: Autor.

### 3.2.2.1 PROCEDIMIENTO

1. Se debe identificar el área donde se tiene previsto posicionar la malla a tierra, que será el sitio donde deberemos hacer las mediciones de resistencia del terreno. En nuestro caso esta área es reducida, puesto que cuenta con una superficie de  $60 \text{ m}^2$  ( $6,25 \text{ m} * 9.6 \text{ m}$ ), adicionalmente se tiene la dificultad de estar cubierta de concreto como se indica en la figura (**Anexo 4**), motivo por el cual se debieron hacer trabajos adicionales de perforación que detallaremos a continuación para poder continuar con el procedimiento.

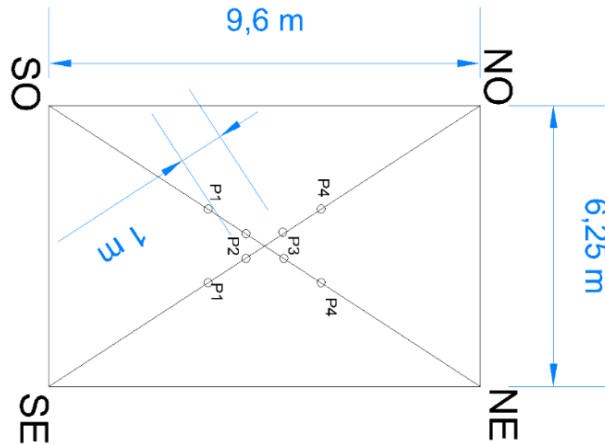
2. Se procede a marcar los puntos donde se realizarán las mediciones, debido a que el método requiere de 4 picas para cada medición se debieron realizar 4 perforaciones por cada medición (**Anexo 5**). El número de mediciones previstas son 12, ya que una vez iniciados los trabajos de perforación se encontró que el grosor del concreto que se estaba taladrando era de 17 cm, muy superior a las capas de concreto que se suelen encontrar normalmente que son de 5 a 10 cm de espesor, dificultando enormemente el trabajo. Se realizaron en total 24 perforaciones.
3. La configuración utilizada para realizar las mediciones fue la siguiente:(Figura 26, Figura 27, Figura 28):

#### **Medición 1 y medición 7**

Para la medición 1 se colocaron las picas en sentido SO - NE con un espaciamiento entre picas de 1 metro, para la medición 7 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido NE - SO.

#### **Medición 2 y medición 8**

Para la medición 2 se colocaron las picas en sentido NO - SE con un espaciamiento entre picas de 1 metro, para la medición 8 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido SE - NO.



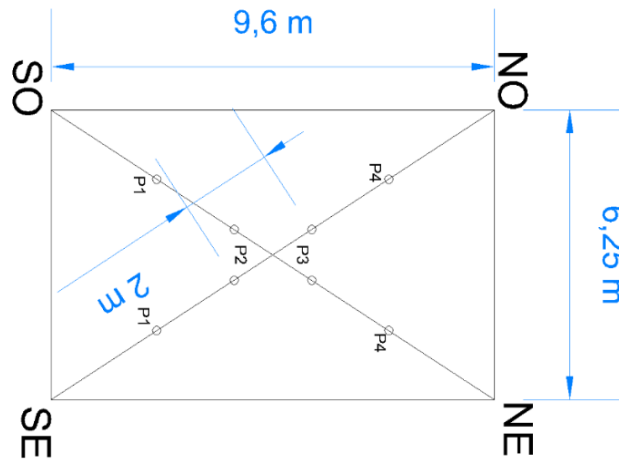
**Figura 26.** Esquema utilizado para las mediciones 1,2,7 y 8 de resistencia del terreno. Fuente: Autor.

### **Medición 3 y medición 9**

Para la medición 3 se colocaron las picas en sentido SO - NE con un espaciamiento entre picas de 2 metros, para la medición 9 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido NE - SO.

### **Medición 4 y medición 10**

Para la medición 4 se colocaron las picas en sentido NO - SE con un espaciamiento entre picas de 2 metros, para la medición 10 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido SE - NO.



**Figura 27.** Esquema utilizado para las mediciones 3,4,9 y 10 de resistencia del terreno. Fuente: Autor.

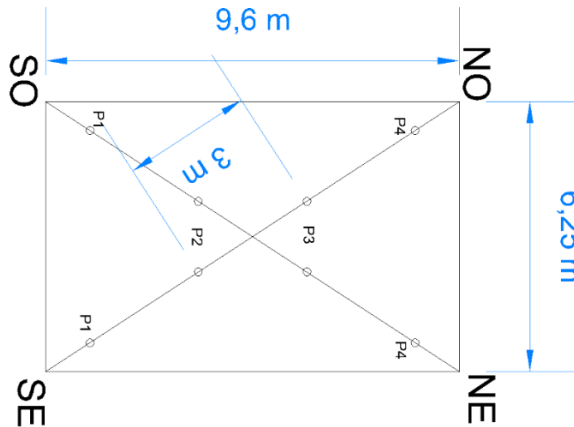
### **Medición 5 y medición 11**

Para la medición 5 se colocaron las picas en sentido SO - NE con un espaciamiento entre picas de 3 metros, para la medición 11 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido NE - SO.

### **Medición 6 y medición 12**

Para la medición 6 se colocaron las picas en sentido NO - SE con un espaciamiento entre picas de 3 metros, para la medición 12 se hizo exactamente lo mismo, pero en sentido SE - NO.





**Figura 28.** Esquema utilizado para las mediciones 5,6,11 y12 de resistencia del terreno. Fuente: Autor.

4. Una vez hechas las perforaciones, se entierran las picas a una profundidad no mayor a 30 cm, en nuestro caso la distancia penetrada fue de 17 cm.
5. Se conectan los electrodos de prueba en el orden establecido en la Figura 25, conocido como el método de Wenner Alpha
6. Una vez encendido el equipo se selecciona en el equipo el tipo de prueba que vamos a realizar, que es la prueba de resistencia de tierra de 4 polos, consulta hecha en el manual incluido en el equipo, luego se presiona el botón START TEST, el cual nos arrojará los resultados en ohmios, que es la resistencia del terreno para esa prueba.
7. Luego de anotar los resultados obtenidos, se repiten los pasos 3 al 6 para cada una de los arreglos que se desean ejecutar.

### **3.2.2.2 PRECAUCIONES AL EJECUTAR LAS MEDICIONES.**

Verificar que los electrodos deben estar limpios y libres de óxido.

Se debe asegurar que en terreno a analizar no se encuentren otros electrodos o red de tierra, estructuras metálicas o red de tuberías que pudiesen afectar el resultado de las mediciones.

Terrenos con características de baja humedad o extremadamente secos pueden presentar errores al momento de realizar las mediciones, en cuyo caso se debe aumentar por pasos el voltaje inducido para que el equipo nos arroje resultados.

### 3.2.2.3 RESULTADOS OBTENIDOS

Hechas las mediciones, los resultados obtenidos en base a las diferentes configuraciones se muestran en la **Tabla 1** que se muestra a continuación:

**Tabla 1**

*Resultados obtenidos de las mediciones de campo en las instalaciones de Royal Master*

<b>Distancia entre picas (m)</b>	<b>Resistencia obtenida (Ω) EJE SO-NE</b>	<b>Resistencia obtenida (Ω) EJE NE-SO</b>	<b>Resistencia obtenida (Ω) EJE NO-SE</b>	<b>Resistencia obtenida (Ω) EJE SE-NO</b>
1	28.58	28.58	29.09	29.12
2	17.11	17.17	16.91	17.12
3	6.80	6.93	6.71	6.77

*Nota.* Fuente: Autor

### 3.2.3 Cálculos de la resistividad del terreno

En base a los resultados logrados por el equipo de medición, procederemos a calcular las resistividades aparentes del terreno en base a la ecuación (44) de la IEEE 80 – 2000 sección 13.3, cuya fórmula general es la siguiente:

$$\rho_T = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (9)$$

Donde:

$\rho_T$  es la resistividad aparente del suelo en  $\Omega \cdot m$

$R$  es la resistencia medida en  $\Omega$

$a$  es la distancia de espaciamiento entre las sondas de medición en m

$b$  es la profundidad de enterramiento de las sondas en m

Tomando los valores reales con los cuales trabajamos, procedemos a reemplazarlos en la ecuación (9), valores que se presentan tabulados en la **Tabla 2**, en la cual se trabaja con cada uno de los valores de resistencia del terreno obtenidas a diferente distancia.

#### **Tabla 2**

*Valores De Resistividad Aparente Calculados En Base A La Resistencia Aparente Medida.*

Sentido de la medición	Valor <i>a</i>	Valor <i>b</i>	Resistencia aparente <i>R</i> medida en $\Omega$	Resistividad calculada $\rho_a$ en $\Omega.m$
	(distanciamiento entre picas) en m	(profundidad de los electrodos) en m		
SO-NE	1	0.17	28.58	188.26
SO-NE	2	0.17	17.11	217.69
SO-NE	3	0.17	6.80	128.89
NE-SO	1	0.17	28.58	188.26
NE-SO	2	0.17	17.17	218.46
NE-SO	3	0.17	6.93	131.35
NO-SE	1	0.17	29.09	191.62
NO-SE	2	0.17	16.91	215.15
NO-SE	3	0.17	6.71	127.19
SE-NO	1	0.17	29.12	191.82
SE-NO	2	0.17	17.12	217.83
SE-NO	3	0.17	6.77	128.33

*Nota.* Fuente: Autor

Con los datos obtenidos de resistividad aparente todas las mediciones, para obtener una resistividad del terreno se utilizará el software IPI2win lite, que dentro de sus funciones posee la de calcular la resistividad del terreno y la profundidad del o los

estratos de los que está compuesto en función de los datos ingresados de resistividad aparente.

Para ingresar los valores en el software, se debe integrar un solo valor por cada distancia de medición, por lo que se debe promediar los valores de resistividad según las 3 distancias de medición obtenidas, lo que se indica en la **Tabla 3**.

**Tabla 3**

*Valores promedio de resistividad aparente calculados en base a la Tabla 1.*

<b>Valor <math>a</math></b> <b>(distanciamiento entre</b> <b>picas) en m</b>	<b>Valor <math>b</math></b> <b>(profundidad de los</b> <b>electrodos) en m</b>	<b>Promedio de la resistividad <math>\rho_a</math></b> <b>en función de la distancia en</b> <b><math>\Omega.m</math></b>
1	0.17	189.99
2	0.17	217.28
3	0.17	128.94

*Nota.* Fuente: Autor

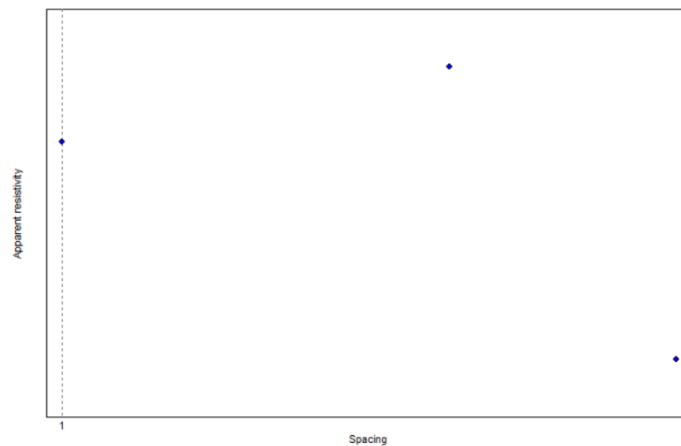
Este útil programa además nos permite visualizar de forma gráfica los resultados, brindándonos una visión más concreta de las magnitudes obtenidas.

New VES point

Wenner (alpha) U,I ρ  Show

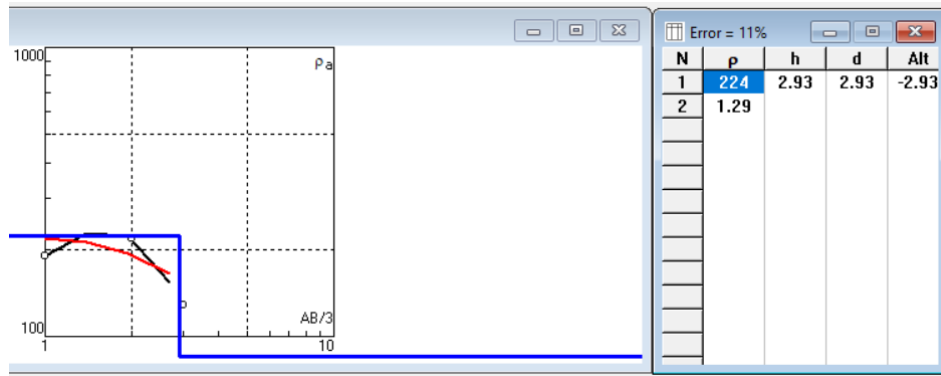
N	a	-	SP	V	I	K	Ro_a
1	1	-	-	-	-	-	189.99
2	2	-	-	-	-	-	217.29
3	3	-	-	-	-	-	128.94
4	0	-	-	-	-	-	0
5	0	-	-	-	-	-	0
6	0	-	-	-	-	-	0
7	0	-	-	-	-	-	0

**Figura 29.** Ingreso de datos de resistividad aparente y de distancia entre picas en el Software IPI2win. Fuente: Autor



**Figura 30.** Representación gráfica en el plano resistividad aparente vs. espaciado de los valores calculados de resistividad. Fuente: Autor

Luego de ingresar los datos obtenidos, el programa calcula la resistividad y la altura de las capas de acuerdo al modelo seleccionado, en este caso escogimos el modelo biestrato, cuyos resultados luego de correr el programa son los mostrados en la Figura 31.



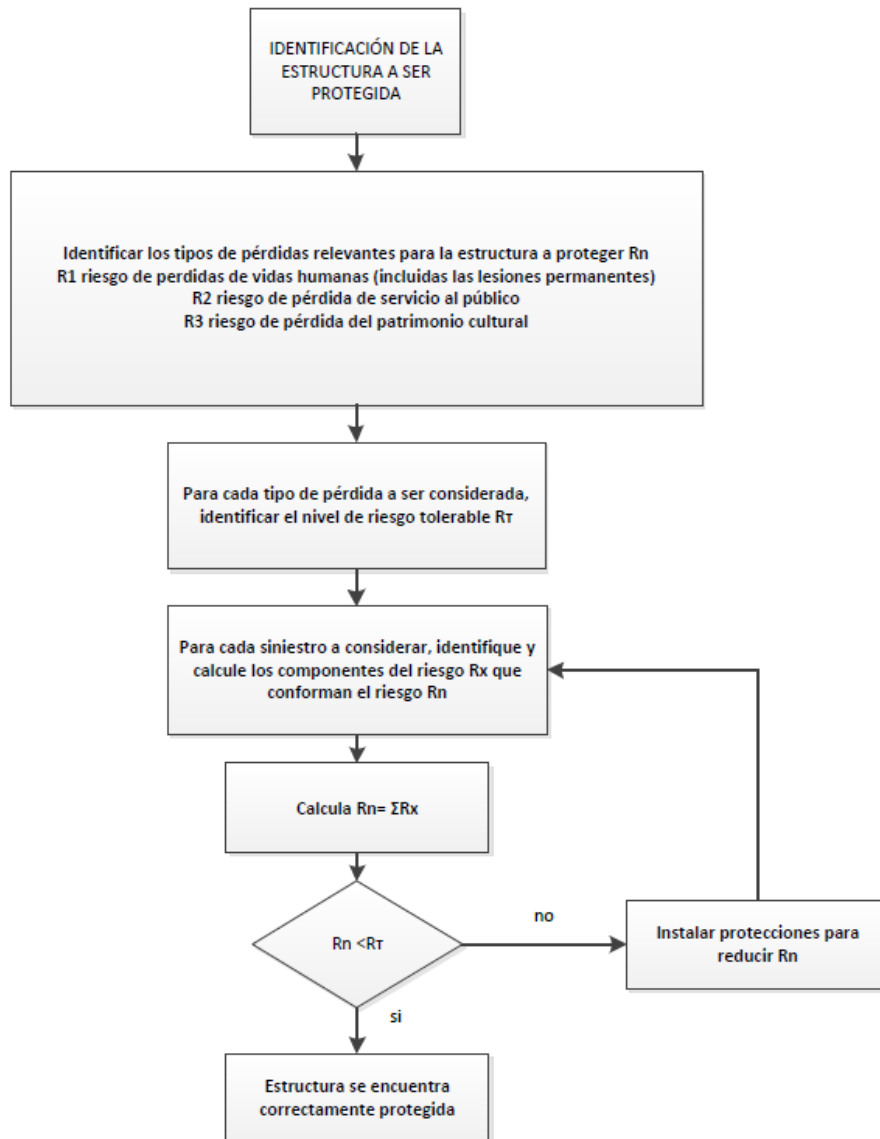
**Figura 31.** Resultados obtenidos de la simulación de los modelos de resistividad y la profundidad de los estratos en el software IPI2win. Fuente: Autor.

De la interpretación de los datos podemos deducir que la resistividad aparente del terreno bajo estudio es, para la primera capa de  $\rho_{T1} = 224 [\Omega \cdot m]$ , y se encuentra a una profundidad de  $h = 2.93 \text{ m}$ ; así mismo encontramos que el valor de resistividad aparente para la segunda capa es  $\rho_{T2} = 1.29 [\Omega \cdot m]$  y se encuentra a una profundidad por debajo de los 2,97 m que corresponden a los de la primera capa.

El valor de la profundidad de la primera capa nos permite trabajar con el tipo de electrodos descritos en la norma que es de 2.4 m. Para futuros cálculos trabajaremos entonces con los valores de resistividad de la primera capa que es de  $224 [\Omega \cdot m]$ .

### 3.3 CÁLCULO DEL NIVEL DE PROTECCIÓN SEGÚN LA IEC 62305-2

El diseño de las medidas de protección depende del nivel de protección que se le asigne a la estructura, este nivel de protección se lo obtiene mediante cálculos basados en la norma, según el procedimiento para decidir el nivel de protección según la IEC 62305-1:



**Figura 32.** Diagrama de flujo que representa la metodología de cálculo de nivel de protección según la IEC 62305. Fuente: Autor.

Para comenzar con los cálculos, se necesitan las dimensiones de la estructura, cuyos valores se muestran en el plano 1 (**Anexo 10**), luego vamos a asignar un valor para el nivel de protección II, el cual nos servirá para obtener coeficientes que



intervendrán en las ecuaciones preliminares y nos dirán si el nivel escogido es correcto o no.

**- Área colectora equivalente ( $A_e$ )**

Se puede definir como la cantidad de eventos peligrosos que ocurren en una estructura o una o más líneas de servicio y que depende del área de captación y de los rayos cercanos.

Para estructuras aisladas, el área colectora equivalente  $A_e$  es el área rodeada por la línea límite obtenida en la intersección de la superficie del suelo y el gradiente 1: 3 que comienza en la parte superior de la estructura, la contacta y gira alrededor de ella.

$$A_e = (L + A) + (6 * H(L + A)) + (9 * \pi * H^2) \quad (10)$$

Donde:

L Largo de la estructura (55.65 m)

A Ancho de la estructura (14.6 m)

H Altura máxima de la estructura (8.26 m)

$$A_e = 5480.93$$

**- Densidad anual de rayos a tierra ( $N_G$ )**

Está claro que la cantidad de rayos activos en el área es de primordial importancia a la hora de evaluar el riesgo de una estructura. La densidad de rayos es

una medida de la cuantía de rayos por kilómetro cuadrado por año. Cuanto mayor sea este número, mayor será la actividad del rayo. Por lo tanto, las áreas con una fuerte intensidad de rayos, como el ecuador del mundo, son mucho más susceptibles a los rayos que las áreas templadas. Existe una correlación entre el número de días de tormentas en un año y la densidad de rayos. Puede expresarse así:

$$N_G = 0,04 * T_D^{1,25} \quad (11)$$

Donde:

$N_G$  Densidad anual de rayos a tierra.

$T_D$  Número de días tormentosos por año.

Para saber el número de días tormentosos al año, recurrimos al mapa de densidad de descargas atmosféricas (**Anexo 3**), cuyo valor para la ubicación geográfica de proyecto nos indica que tiene una magnitud de 60 días tormentosos por año; entonces la ecuación (11) toma el siguiente valor:

$$N_G = 6.68 [\text{descargas} * \text{km}^2 / \text{año}]$$

#### - Número de eventos peligrosos anuales ( $N_D$ )

El número de eventos peligrosos que pueden suceder en el año se encuentra en función de  $N_G$ ,  $A_e$  y  $C_D$ , que es el coeficiente ambiental (**Anexo 15**), coeficiente que depende de la topografía del sitio y de los objetos que se encuentran situados dentro del área colectora equivalente, que influyen en ella de una manera significativa. El valor de  $N_D$  viene dado por la ecuación:

$$N_D = N_G * A_e * C_D * 10^{-6} \quad (12)$$

Donde:

$$C_D = 0,5$$

Entonces:

$$N_D = 0,01831$$

#### - Evaluación de la probabilidad de daños ( $P_A$ )

Probabilidad de que un rayo en una estructura cause lesiones a seres vivos por descarga eléctrica, su valor depende de los coeficientes  $P_{TA}$  y  $P_B$ , cuyos valores se determinan en las tablas del **Anexo 16** y **Anexo 17**. Su ecuación viene dada por:

$$P_A = P_{TA} * P_B \quad (13)$$

Donde:

$P_{TA}$  parámetro que reduce la probabilidad de que una descarga atmosférica en una estructura cause lesiones a seres vivos

$P_B$  Probabilidad de que una descarga en una estructura cause daños físicos.

De los valores tabulados se deduce que los valores de  $P_{TA}$  y de  $P_B$  son 1 y 0.05, respectivamente, con lo cual la ecuación (13) obtiene un valor de:

$$P_A = 0,05$$

### - Cantidad de pérdidas en una estructura ( $L_A, L_B$ )

Estos factores definen la cantidad esperada de pérdidas humanas en una estructura, sus ecuaciones están dadas por:

$$L_A = r_t * L_T \quad (14)$$

$$L_B = r_p * r_f * L_F \quad (15)$$

Donde:

$L_A$      Calcula las pérdidas relacionadas con las lesiones de los seres vivos

$L_B$      Calcula las pérdidas en la estructura relacionadas con los daños físicos (rayos en la estructura)

$r_t$      es un factor que reduce la pérdida de vidas humanas (incluidas las lesiones permanentes) en función del tipo de suelo

$r_p$      es un factor que reduce las pérdidas por daños físicos en función de las disposiciones adoptadas para reducir las consecuencias del incendio

$r_f$      es un factor que reduce las pérdidas por daños físicos en función del riesgo de incendio de la estructura

$L_T$      es la pérdida debida a lesiones por descarga eléctrica

$L_F$      es la pérdida por daños físicos

Los valores tabulados de estos factores los podemos encontrar en el **Anexo 18** y el **Anexo 19**.

Sus magnitudes de acuerdo a la evaluación del tipo de proyecto son:

$$L_T = 0.01; L_F = 0.75; r_t = 10^{-5}; r_f = 10^{-3}; r_p = 0.5$$

Con estos valores, la ecuación (14) y (15) tienen los siguientes valores:

$$L_A = 0.0000001$$

$$L_B = 0.000375$$

### - Identificación de los componentes de Riesgo ( $R_n$ )

La evaluación de este coeficiente depende a su vez de varios subcomponentes de riesgo. Cada componente de riesgo se refiere a una relación diferente entre la fuente de daños y el tipo de daños ocasionados.

Sus ecuaciones vienen dadas por:

$$R_n = R_A + R_B \quad (16)$$

$$R_A = N_D * P_A * L_A \quad (17)$$

$$R_B = N_D * P_B * L_B \quad (18)$$

Donde:

$R_A$  Es el cálculo del riesgo para la estructura que resulta de un choque para los seres humanos

$R_B$  Es el cálculo del riesgo para la estructura resultante de los daños físicos por rayo.

Debido a que todos los valores son conocidos, podemos calcular el valor de las ecuaciones (16), (17) y (18).

$$R_A = 9 * 10^{-11}$$

$$R_B = 3.4333 * 10^{-7}$$

$$R_n = 3.434 * 10^{-7}$$

### **- Nivel de protección**

De acuerdo al Anexo 19, extraída de la norma IEC 62305-2, podemos comparar el valor de  $R_T$  de referencia que es de  $1*10^{-5}$ , respecto del valor obtenido  $R_n$ :

$$R_n < R_T$$

En consecuencia, podemos afirmar que el nivel II de protección es el adecuado para el tipo de estructura en análisis.

Las características de este nivel son:

El nivel de protección II puede ver un rango de corriente de pico de 5 kA a 150 kA con una probabilidad de que El 98% de los choques sean inferiores a 150 kA El 97% de los choques sean superiores a 5 kA.

**Tabla 4***Valores Adoptados De Protección De Acuerdo Al Nivel Escogido*

<b>LPL (Lightning Protection Level)</b>	<b>II</b>
Corriente mínima (kA)	5
Corriente máxima (kA)	150
Radio adoptado de la esfera rodante (m)	30

*Nota.* Fuente: Autor

## CAPÍTULO IV

### DISEÑO

#### 4.1 DISEÑO DE LA MALLA DEL TRANSFORMADOR SEGÚN IEEE 80-2000

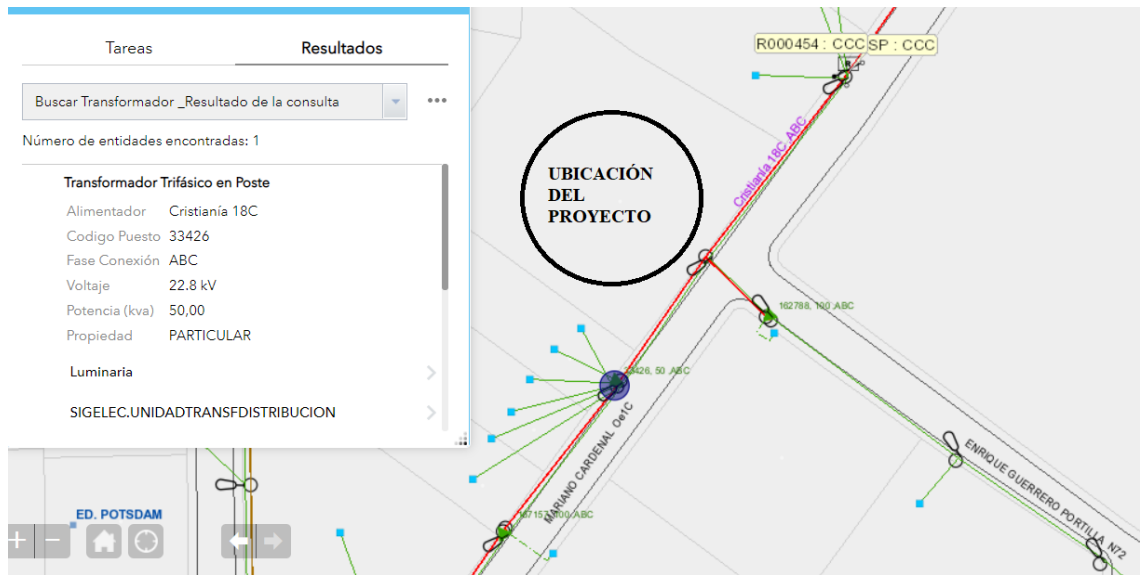
##### 4.1.1 Espacio de estudio

Las instalaciones de la empresa Royal Master Group se encuentran ubicadas en las calles Mariano Cardenal N71-95 y José Enrique Portilla, en el norte de Quito.

Sus instalaciones están compuestas por un solo galpón que cuenta con bodegas, oficinas, taller de llenado de polvo químico seco tipo ABC y un estacionamiento para los vehículos, este último es el espacio donde se tiene previsto el diseño preliminar de la malla de tierra.

Los planos de la edificación conjuntamente con sus medidas se encuentran en los planos del **Anexo 4**, las evidencias fotográficas de la construcción se encuentran en el **Anexo 8** y **Anexo 4**, en base a estas medidas de la construcción basaremos nuestros cálculos, conjuntamente con los datos del transformador (Figura 33 y **Anexo 7**), que nos servirá de base para el cálculo de la corriente de cortocircuito, punto básico en el diseño de las dimensiones de la malla.





**Figura 33.** Datos obtenidos por medio de la aplicación de la Empresa Eléctrica Quito geoportal, donde se encuentran los datos del transformador 33426. Fuente: [14]

De acuerdo a los datos investigados en el portal web de la EEQ Quito SA, pudimos obtener los siguientes datos técnicos del transformador.

**Tabla 5**

*Datos Técnicos De Operación Del Transformado Correspondiente A Las Instalaciones Objeto Del Diseño.*

Descripción	Valor
Fase conexión	ABC
Voltaje operación primario / secundario [kV]	22.8 / 0.22/0.127
Potencia [kVA]	50
Impedancia a 85°C [%]	5.1

Nota. Fuente: [14]

#### 4.1.2 Cálculo de la corriente máxima de malla

La corriente máxima de malla es la corriente máxima que puede soportar el conductor de la malla en el caso de una falla.

En este caso, la corriente máxima de malla será la corriente de cortocircuito que puede entregar el transformador en cuestión, las ecuaciones para conocer esta corriente vienen dadas por:

$$I_{CC} = \frac{S_n}{\sqrt{3} * V_{ns} * Imp} \quad (19)$$

Donde:

$S_n$  Es la potencia nominal del transformador [kVA].

$I_{CC}$  Es a corriente de cortocircuito del transformador [kA].

$V_{ns}$  Es el voltaje nominal en el secundario [kV]

$Imp$  Es la impedancia del transformador [pu]

Reemplazando los valores conocidos en la ecuación (19), obtenemos la magnitud de la corriente de cortocircuito.

$$I_{CC} = \frac{50}{\sqrt{3} * 0.22 * 0.051}$$

$$I_{CC} = 2,572 \text{ [kA]}$$

#### 4.1.3 Conductor mínimo

Según lo establecido en la sección 2.5.3, calibre mínimo que se debe manejar para el conductor de puesta a tierra es el #4 AWG, sin embargo, se deber realizar los

cálculos para establecer si se necesita un calibre mayor de acuerdo a la ecuación (5) y escogiendo como factor  $K_f = 7$  (véase **Anexo 13**) de constantes de materiales según la IEEE-80.

$$A_{mm^2} = \frac{I_f * K_f * \sqrt{t_c}}{1.9740} [mm^2]$$

$$A_{mm^2} = \frac{2.573 * 7 * \sqrt{1}}{1.9740} = 9.12 [mm^2]$$

Luego, procedemos a comparar el área de la sección obtenida con el área de las secciones estándar de los calibres según el **Anexo 20**.

Según los datos de la tabla, el calibre del cable obtenido mediante cálculo es el # 6 AWG, sin embargo, en lo establecido en la sección 2.5.3 el calibre mínimo es el # 4 AWG, que será el calibre con el que trabajaremos en adelante.

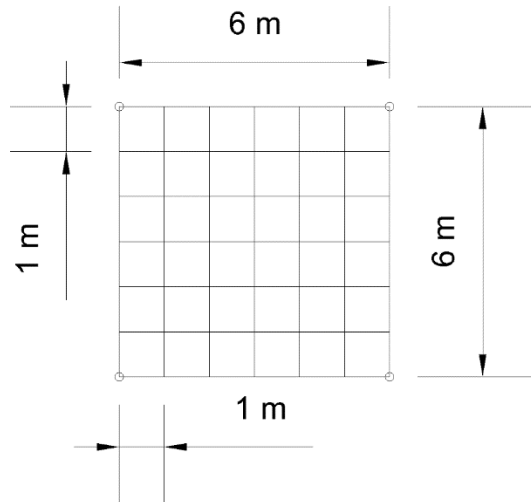
#### **4.1.4 Diseño de la malla de puesta tierra usando la metodología de la IEEE Std 80-2000.**

El diseño preliminar es de una malla cuadrada, cuya ubicación física, según diseño, se encontraría en los estacionamientos de la empresa, los detalles de su ubicación se encuentran descritos en los planos de la estructura (**Anexo 10**).

Su diseño especifica las siguientes dimensiones:

Debe tener 6 metros de largo por 6 metros de ancho tal como se indica en la Figura 34, con divisiones de 1 m de separación en sentido longitudinal y latitudinal, con 4 electrodos tipo varilla de 2,4 m de longitud ( $L_r$ ), según se especifica en la norma

de la Empresa eléctrica Quito, y una profundidad de enterramiento de la malla de 0.8 metros. La distancia de separación entre electrodos debe ser por lo menos del doble de su longitud, es decir de 4,8 metros, condición que se cumple al colocar estos electrodos en cada esquina de la malla. En base a estas medidas se continuará con el diseño de la malla.



**Figura 34.** Forma y dimensiones de la malla diseñada y ubicación de los electrodos.

Fuente: Autor.

#### 4.1.5 Resistencia del sistema ( $R_s$ )

La resistencia del sistema debe ser menor a los 25  $\Omega$  recomendados para este tipo de estructuras. Para el cálculo de la resistencia del sistema se requieren de múltiples factores, los cuales describiremos a continuación:

$R_m$  resistencia de la malla

$R_v$  resistencia de los electrodos o varillas

$R_{mt}$  resistencia mutua

$R_s$  resistencia del sistema

$\rho_T$	resistividad del terreno
$L_m$	longitud total de la malla
$h$	profundidad de enterramiento de la malla
$S_m$	superficie de la malla
$n_R$	número de electrodos diseñados
$L_r$	longitud de los electrodos
$b$	radio de la sección de los electrodos empleados
$\varphi_c$	diámetro del conductor
$h$	profundidad de la malla

Adicionalmente, se requiere del cálculo de los coeficientes  $K_1$  y  $K_2$ , descritos en la IEEE Std 80 sección 14.3, cuyos valores dependen de la profundidad de enterramiento de la malla, de la superficie de ésta y del coeficiente  $x$  que resulta de la división del largo de la malla ( $L_x$ ) sobre el ancho de esta ( $L_y$ ).

Es decir:

$$x = \frac{L_x}{L_y} \quad (20)$$

Al tratarse de una malla cuadrada de 6 m x 6 m, el coeficiente  $x = 1$

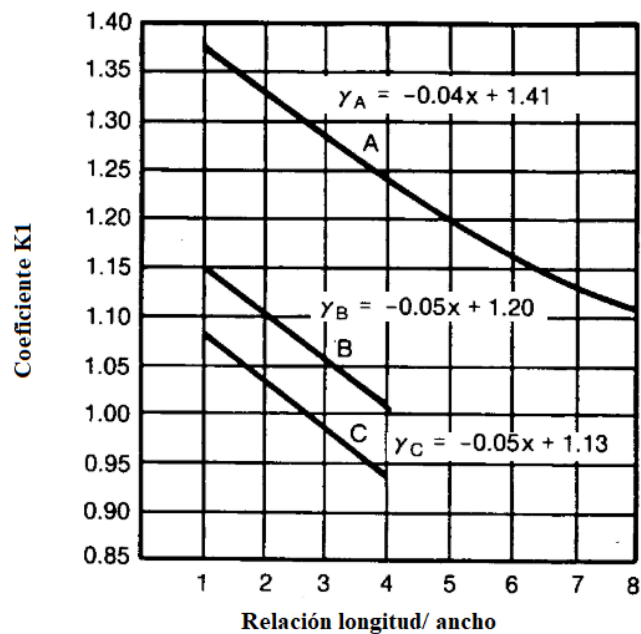
La superficie de la malla,  $S_m$ , es el producto de  $L_y$  por  $L_x$ , entonces:

$$S_m = L_x * L_y \quad (21)$$

Para nuestro caso, la superficie de la malla  $S_m$  es de  $36 \text{ m}^2$ .

Para el cálculo de  $K_1$  y  $K_2$  se analizan 3 tipos de curvas, representados en la Figura 35 y Figura 36, cuyas ecuaciones están definidas, y se eligen las que más se acerquen al valor de profundidad de enterramiento de nuestra malla, que es de 0.8 m.

### Determinación de $K_1$ :



**Figura 35.** Representación de las curvas A, B y C para el coeficiente  $K_1$  de acuerdo a la profundidad de la malla de diseño. Fuente:[3]

Curva A:  $h = 0$

Curva B:  $h = \frac{\sqrt{S_m}}{10} = \frac{\sqrt{36}}{10} = 0.6$

Curva C:  $h = \frac{\sqrt{S_m}}{6} = \frac{\sqrt{36}}{6} = 1$

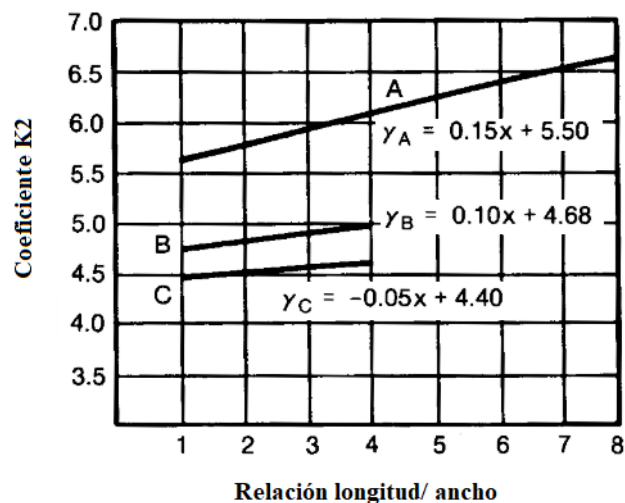
Aquí, tanto el valor  $h$  para la curva B como para la curva C se acercan a nuestro valor de 0,8 m; en este caso escogemos el valor superior, es decir 1 que corresponde a la curva C, entonces utilizamos la ecuación característica de esta curva y así determinamos  $K_1$ .

$$K_1 = -0,05 x + 1,13 \quad (22)$$

Entonces:

$$K_1 = 1,08$$

**Determinación de  $K_2$ :**



**Figura 36.** Representación de las curvas A, B y C para el coeficiente  $K_2$  de acuerdo a la profundidad de la malla de diseño. Fuente: [3]

Curva A:  $h = 0$

Curva B:  $h = \frac{\sqrt{S_m}}{10} = \frac{\sqrt{36}}{10} = 0.6$

Curva C: 
$$h = \frac{\sqrt{S_m}}{6} = \frac{\sqrt{36}}{6} = 1$$

En este caso, tanto el valor  $h$  para la curva B como para la curva C se acercan a nuestro valor de 0,8 m; en este caso escogemos el valor superior, es decir 1, que corresponde a la curva C, entonces utilizamos la ecuación característica de esta curva y así determinamos  $K_2$ .

$$K_2 = -0,05 * x + 4,40 \quad (23)$$

Entonces:

$$K_2 = 4,35$$

El siguiente paso es determinar la resistencia de la malla  $R_m$ , cuya ecuación viene dada por:

$$R_m = \frac{\rho_T}{\pi * L_m} \left[ \ln \left( \frac{2 * L_m}{\sqrt{\phi_c * h}} \right) + \frac{2 * K_1 * L_m}{\sqrt{S_m}} - K_2 \right] \quad (24)$$

Los valores de esta ecuación son en su mayoría conocidos, salvo el valor de  $L_m$  que representa el valor de la longitud total de la malla, esta magnitud viene dada por las siguientes ecuaciones:

$$L_m = (L_x * N_{cu}) + (L_y * N_{cp}) \quad (25)$$

$$N_{cu} = \left( \frac{L_y}{D_t} \right) + 1 \quad (26)$$



$$N_{cp} = \left(\frac{L_x}{D_t}\right) + 1 \quad (27)$$

Donde:

$N_{cu}$  número de conductores de unión

$N_{cp}$  número de conductores principales

$D_t$  espaciamiento entre conductores

El valor del espaciamiento entre conductores escogido es de 1 metro, valor que reemplazamos en las ecuaciones (26) y (27), lo que nos permite calcular a su vez el valor de (25).

Con el valor obtenido de  $L_m = 84 \text{ m}$ , entonces podemos calcular la ecuación (24).

$$R_m = \frac{224}{\pi * 84} \left[ \ln \left( \frac{2 * 84}{\sqrt{0,005189 * 0,8}} \right) + \frac{2 * 1,08 * 84}{\sqrt{36}} - 4,35 \right]$$

$$R_m = 28,6525 \text{ } (\Omega)$$

El siguiente paso es calcular el valor de la resistencia de los electrodos o  $R_v$ , esta ecuación está representada por:

$$R_v = \frac{\rho_T}{2 * \pi * n_R * L_r} \left[ \ln \left( \frac{4 * L_r}{b} \right) - 1 + \frac{2 * K_1 * L_r}{\sqrt{S_m}} (\sqrt{n_R} - 1)^2 \right] \quad (28)$$

De esta ecuación tenemos que especificar que la longitud de las varillas  $L_r$  se describió en el diseño preliminar, su longitud es de 2,4 m, debe tener un diámetro mínimo de 5/8 de pulgada (16 mm), es decir un radio de 5/16 de pulgada, por lo que  $b = 0.0079375$  m, y están ubicadas en cada una de las esquinas de la malla, es decir,  $n_R = 4$ . Reemplazando los valores que ya son conocidos, la ecuación (28) queda de la siguiente manera:

$$R_v = \frac{222}{2 * \pi * 4 * 2,4} \left[ \ln \left( \frac{4 * 2,4}{0,0079375} \right) - 1 + \frac{2 * 1,08 * 2,4}{\sqrt{36}} (\sqrt{4} - 1)^2 \right]$$

$$R_v = 25,8573 (\Omega)$$

Como ya se poseen los valores de la resistencia la malla  $R_m$  y resistencia de los electrodos  $R_v$ , se puede calcular la resistencia mutua entre estos elementos, con la ecuación (29):

$$R_{mt} = \frac{\rho_T}{\pi * L_m} \left[ \ln \left( \frac{2 * L_m}{L_r} \right) + \frac{K_1 * L_m}{\sqrt{S_m}} - K_2 + 1 \right] \quad (29)$$

Con todos los valores ya conocidos, únicamente cabe reemplazarlos en la ecuación anterior para obtener el valor de resistencia mutua.

$$R_{mt} = \frac{224}{\pi * 84} \left[ \ln \left( \frac{2 * 84}{2,4} \right) + \frac{1,08 * 84}{\sqrt{36}} - 4,35 + 1 \right]$$

$$R_{mt} = 13,5969 (\Omega)$$

Como último paso, se debe calcular la resistencia del sistema, que relaciona las 3 resistencias calculadas con anterioridad y que está descrita con la siguiente ecuación:

$$R_s = \frac{R_m * R_v - (R_{mt})^2}{R_m + R_v - 2 * R_{mt}} \quad (30)$$

$$R_s = 20,35444 (\Omega)$$

Debemos entonces, comparar esta resistencia con la resistencia máxima admitida para este proyecto:

$$R_s \leq 25 (\Omega)$$

Como el resultado de la resistencia del sistema se encuentra dentro del rango de resistencia aceptable, el diseño en cuanto a resistencia admitida está correcto.

#### 4.1.6 Cálculo de las tensiones de paso y de toque

El último paso para comprobar que el diseño de la malla se encuentre correcto, debemos comprobar que los voltajes de la malla  $V_m$  y  $V_s$  se encuentren dentro de los límites de voltaje tolerables, es decir, sean menores al voltaje de toque o de contacto  $V_T$  y voltaje de paso  $V_P$ , entonces:

$$V_m \leq V_T$$

$$V_s \leq V_P$$

Los límites de voltaje tolerables se calcularán con las ecuaciones (6), (7) y (8), estas se encuentran en función del tiempo de duración de la falla  $t_f$ , descrito en

secciones anteriores y cuyo valor es de 0.5 segundos, de la resistencia del cuerpo humano que es de  $1000 \Omega$  en promedio para los cálculos, de la resistividad del terreno y de la constante  $k$  que toma los siguientes valores:

$k = 0,116$  para personas de 50 kg.

$k = 0,157$  para personas de 70 kg.

En el caso del presente diseño se escogió una constante  $k = 0,157$ , puesto que, en el caso de cumplir con la condición, cumplirá también para el caso donde  $k = 0,116$ .

Recordando las ecuaciones de tensiones tolerables tenemos:

$$V_T = I_B(R_B + 1,5 * \rho_T)$$

$$V_P = I_B(R_B + 6 * \rho_T)$$

$$I_B = \frac{k}{\sqrt{t_f}}$$

Dado que los valores son conocidos, los límites de tensiones tolerables tienen las siguientes magnitudes:

$$I_B = 0.222 \quad [\text{A}]$$

$$V_T = 296,634 [\text{V}]$$

$$V_P = 520,442 [\text{V}]$$

Para el cálculo de las tensiones  $V_m$  y  $V_s$ , se requerirá del uso de algunas constantes adicionales propias del diseño, que resumiremos en la **Tabla 6**, además de factores que los describiremos junto con su expresión matemática en la **Tabla 7**.

**Tabla 6***Constantes Propias De La Malla Diseñada.*

<b>Denominación</b>	<b>Descripción</b>	<b>Valor</b>
$S_m$	Superficie de la malla	$36 \text{ m}^2$
$L_m$	Longitud de la malla	$84 \text{ m}$
$L_p$	Longitud del perímetro	$24 \text{ m}$
$L_x$	Largo de la malla	$6 \text{ m}$
$L_y$	Ancho de la malla	$6 \text{ m}$
$h$	Profundidad de la malla	$0,8 \text{ m}$
$h_0$	Profundidad de referencia de la malla	$1 \text{ m}$
$n_R$	Número de varillas	$4$
$L_r$	Dimensión del electrodo	$2,4 \text{ m}$
$D$	Distancia mayor entre conductores paralelos	$1 \text{ m}$

*Nota.* Fuente: Autor

Las ecuaciones para calcular las tensiones  $V_m$  y  $V_s$  están descritas a continuación:

$$V_m = \frac{\rho_T * k_m * k_i * I_f}{L_m'} \quad (31)$$

$$V_s = \frac{\rho_T * k_s * k_i * I_f}{L_s} \quad (32)$$

Para seguir con los cálculos necesitamos describir algunos factores de cálculo que se describen en las ecuaciones (33) - (40), que se detalla en la **Tabla 7**.

**Tabla 7***Factores De Cálculo Y Su Expresión Matemática*

<b>Factor</b>	<b>Descripción</b>
$k_m$	Factor de espaciamento para la tensión de contacto
$k_s$	Factor de espaciamento para la tensión de paso
$k_{ii}$	Factor de ponderación correctivo
$k_i$	Factor correctivo por la geometría de la malla
$k_h$	Factor de ponderación correctivo
$L_s$	Longitud efectiva del conductor para tensión de paso
$L'_m$	Longitud efectiva del conductor para tensión de contacto
$n$	Número efectivo de conductores paralelos en una malla dada

---

*Nota.* Fuente: Autor

Las ecuaciones que describen matemáticamente a los factores de cálculo de las tensiones de malla son:

$$k_m = \frac{1}{2 * \pi} \left( \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * \phi_c} \right) + \frac{(D + 2 * h)^2}{8 * D * \phi_c} - \frac{h}{4 * \phi_c} \right) + \frac{k_{ii}}{k_h} * \ln \left( \frac{8}{\pi(2 * n - 1)} \right) \quad (3)$$

$$k_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2 * h} + \frac{1}{D + h} + \frac{1}{D} (1 - 0,5^{n-2}) \right) \quad (3)$$

$$k_{ii} \left\{ \begin{array}{l} 1 \quad \text{cuando tiene varillas en las esquinas o en perímetro} \\ \frac{1}{(2 * n)^{\frac{2}{n}}} \quad \text{cuando no tienen varillas en las esquinas o perímetro} \end{array} \right\} \quad (3)$$

$$k_i = 0,644 + 0,148 * n \quad (3)$$

$$k_h = 0,644 + 0,148 * n \quad (6)$$

$$k_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}} \quad (3)$$

7)

(3)

$$L_s = 0,75 * L_m + 0,85 * n_R * L_r$$

8)

$$L'_m \left\{ \begin{array}{l} L_m + \left( 1,55 + 1,22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{l_x^2 + l_y^2}} \right) \right) * n_R * L_r \quad \text{cuando tiene varillas en las } \epsilon \\ L_m + n_R * L_r \quad \text{cuando no tienen varillas en las esquinas o} \end{array} \right. \quad (3)$$

9)

(4)

$$n = n_a * n_b * n_c * n_d$$

0)

Fuente: Autor

De acuerdo a las ecuaciones y reemplazando los valores conocidos de la **Tabla 6** en la **Tabla 7**, se obtienen los resultados de la **Tabla 8**.

**Tabla 8**

*Determinación Numérica De Los Factores De Cálculo Para  $V_s$  y  $V_m$ .*

<b>Factor</b>	<b>Magnitud</b>
$k_m$	18,976
$k_s$	0,684
$k_i$	1,68
$k_{ii}$	1
$k_h$	1,3416
$L_s$	71,16
$L'_m$	102,193

<b>Factor</b>	<b>Magnitud</b>
<i>n</i>	7

*Nota.* Fuente:

Autor

Al reemplazar estos valores en las ecuaciones (31) y (32), se tienen los siguientes resultados:

$$V_m = 179,79 \text{ [V]}$$

$$V_s = 9.31 \text{ [V]}$$

#### **4.1.7 Análisis de resultados**

El correcto dimensionamiento de la malla a tierra de una estructura debe cumplir con los parámetros mínimos establecidos en la norma IEEE Std 80-2000, existiendo fundamentalmente 4 puntos importantes que se debe superar para poder asegurar que el diseño cumple con los objetivos básicos de protección de equipos y estructuras además de seguridad para las personas, los cuales revisaremos a continuación.

##### *a) Calibre mínimo del conductor de la malla*

La norma establece que el calibre mínimo de diseño debe ser el #4 AWG, en los cálculos se aproximó una sección transversal de  $9,12 \text{ mm}^2$ , lo que corresponde al calibre #6 AWG, lo que nos obligó a cumplir con lo establecido y se escogió el calibre mínimo establecido.

##### *b) Resistividad*



De las mediciones realizadas y luego de utilizar software especializado para realizar una aproximación a la resistividad real del terreno bajo estudio, se obtuvo una resistividad aparente de 222 [ $\Omega$ .m], lo que basándonos en las características de la zona donde se encuentra ubicado el proyecto y a tablas correspondiente a valores de resistividad característicos para cada terreno, corresponde a un valor bastante coherente.

c) *Resistencia de la malla diseñada*

De los valores recomendados por la norma, este tipo de estructuras al no ser catalogada como una gran instalación comercial, requiere de una resistencia de puesta a tierra  $R_T$  no mayor a 25  $\Omega$ , en la sección 4.1.5 del presente trabajo se especifica una resistencia del sistema de 21,83  $\Omega$

$$R_s \leq R_T$$

En consecuencia, este requisito se cumple.

d) *Límites de tensiones*

En referencia a los límites de tensiones, se debe de cumplir que los valores de tensión de  $V_m$  y  $V_s$  correspondientes a la malla no superen los valores calculados de tensión de contacto y de paso,  $V_T$  y  $V_p$  respectivamente, es decir:

$$V_m \leq V_T$$

$$V_s \leq V_p$$

En nuestro caso tenemos los siguientes valores:

$$V_T = 296,634[\text{V}]$$

$$V_p = 520,442 [\text{V}]$$

$$V_m = 188,51 [\text{V}]$$

$$V_s = 9.49 [\text{V}]$$

En consecuencia, se cumplen las condiciones establecidas en la norma.

## **4.2 DISEÑO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN CONTRA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

El diseño del LPS está principalmente regido por el cálculo del nivel de protección calculado en el presente trabajo en la sección 3.3 según norma IEC 62305-2.

Se seguirán una serie de pasos y se utilizarán algunas fórmulas para calcular, por medio del método de la esfera rodante, la protección más adecuada acorde al nivel necesitado y se proveerá de una simulación de los métodos propuestos mediante el software Etap 16.0 y Autocad 2019 con los cuales se comprobará si los métodos utilizados tienen legitimidad técnica y cumplen con los requisitos establecidos.

### **4.2.1 Criterio de diseño según norma IEC 62305**

En el diseño de protección contra rayos primero se deben considerar los efectos térmicos y explosivos que ocurren cuando un rayo impacta sobre la estructura bajo consideración. Dependiendo del resultado, se puede elegir uno de los siguientes tipos de LPS externos:

- a) LPS aislado
- b) LPS no aislado

Generalmente se elige un LPS aislado si dentro de la estructura se conservan o almacenan materiales combustibles o si existe peligro de explosión. Por el contrario, en ausencia de este peligro, es posible instalar un sistema no aislado.

Para el presente proyecto se tienen las características de un LPS no aislado, puesto que dentro de las actividades económicas de la empresa está la importación y almacenaje de cilindros metálicos para extintores, conjuntamente con el material del que están compuestos en su interior que es polvo químico seco tipo ABC, que, por el contrario de presentar un riesgo de explosión o incendio, presenta propiedades altamente ignífugas.

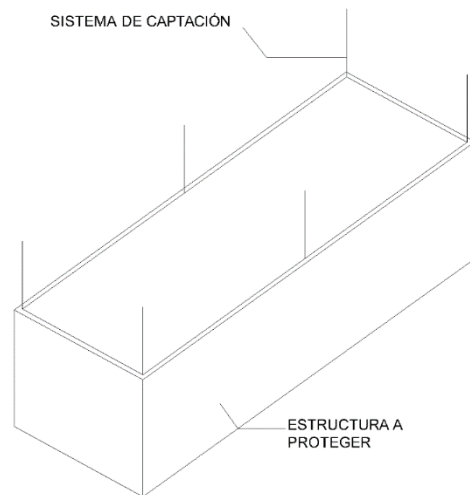
Además de esto, los tanques con los que son presurizados los extintores que ahí se distribuyen, contienen  $N_2$ , que es el di nitrógeno o nitrógeno molecular, que es un gas casi totalmente inerte, por lo que queda descartado de hecho la instalación de un LPS aislado

Los elementos por lo que está compuesto un LPS externo incluye:

- **Sistema de captación de aire.**

La función del sistema de contacto con el aire es capturar la corriente de descarga del rayo y distribuirla de manera segura al suelo a través del conductor de bajada y el sistema de terminales de tierra. Por lo tanto, es de suma importancia utilizar un sistema de terminación de aire bien diseñado. En la norma están establecidos cualquiera de los 3 diseños que están a continuación como alternativa para el sistema de captación de aire:

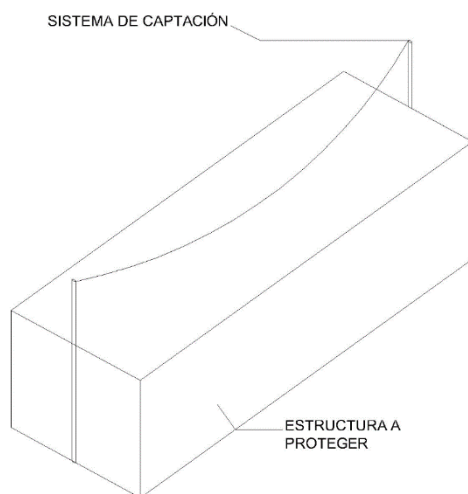
***Barra de aire o punta captadora***, que puede estar sola como es el caso en el que se utilice el método del ángulo de protección, en cuyo caso se encuentra unida a un mástil, o en conjunto de varias puntas, unidas entre sí mediante conductores formando una malla, que es el caso cuando se utiliza el método de diseño de la esfera rodante (Figura 37).



**Figura 37.** Ejemplo del sistema de terminación denominado punta captadora.

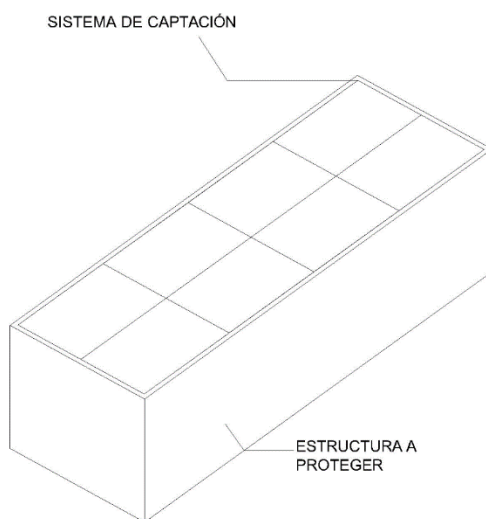
Fuente: Autor.

***Conductor aéreo (o catenaria)***, que consta de un conductor que puede estar suspendido de mástiles independientes o de puntas captadoras como en el caso anterior, pero en este caso el conductor suspendido reemplaza al resto de puntas que se posicionarían entre las dos puntas extremas como en el caso anterior (Figura 38).



**Figura 38.** Ejemplo del sistema de terminación denominado catenaria. Fuente: Autor.

El último diseño aceptado es el de una *rejilla de conductores de malla* que puede estar en contacto directo con el techo o suspendida del techo (si es necesario que el techo no sea impactado directamente por un rayo) como se ilustra en la Figura 39.



**Figura 39.** Ejemplo del sistema de terminación de aire conocido como rejilla. Fuente: Autor.

Los elementos terminales de aire deben instalarse en las esquinas, puntos donde la estructura se encuentra expuesta y bordes de la edificación.

El diseño por el cual nos hemos inclinado es el del método de la esfera rodante, el cual lo detallaremos en la siguiente sección.

- **Sistema de canalización o conductores de bajada.**

Los conductores de bajada deben colocarse de tal forma que su trayectoria sea la ruta más directa hacia el SPAT, tomando en cuenta las limitaciones físicas de la estructura del proyecto en específico, ya que el corriente producto de una posible descarga se repartirá entre los mencionados conductores. Esto permitirá que, cuanto mayores sean las bajantes, menor será la corriente que fluya por cada una de ellas.

Esto, sumado a una conexión equipotencial con el SPAT contra sobretensiones hará que nuestro sistema sea más eficiente.

La norma especifica las distancias de separación mínimas entre conductores de bajada dependiendo del nivel de protección, las que se detallan en el **Anexo 14**, debiendo haber al menos dos conductores de bajada repartidos en el perímetro de la estructura, de preferencia en las esquinas expuestas de la estructura. La fijación de estas se debe hacer con una separación de 1m, para cables sólidos.

Para el cálculo del área mínima de su sección, utilizaremos la ecuación (5).

$$A_{mm^2} = \frac{I_f * K_f * \sqrt{t_c}}{1.9740} [mm^2]$$

Donde:

$I_f$  Corriente máxima de la descarga [kA]

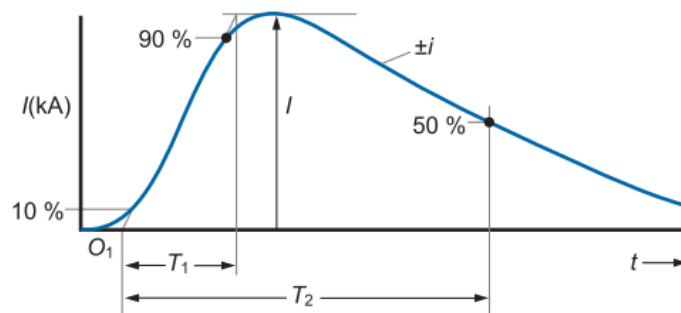
$K_f$  Constante del conductor a 40 °C.

$t_c$  tiempo de duración del evento. [s -  $\mu$ s]

La corriente máxima de descarga se desprende del nivel de protección calculado (nivel II), cuyo valor es de 150 [kA]

La constante del conductor tiene un valor de 7, ya que se utilizará cobre blando.

En cuanto al tiempo de duración del evento, la norma IEC 62305-1 nos brinda una referencia del tiempo de duración de una descarga, como se puede apreciar en la Figura 40.



**Figura 40.** Parámetros de cortocircuito en una descarga. Fuente:[12].

De acuerdo a la figura, los parámetros ahí establecidos representan lo siguiente:

$O_1$  Origen virtual de la falla.

$I$  Corriente pico.

$T_1$  Tiempo de duración del primer frente (10  $\mu$ s).

$T_2$  Tiempo de duración hasta el valor medio de corriente (350  $\mu$ s).

De acuerdo al **Anexo 20** y a la ecuación (5), podemos calcular el calibre del conductor a utilizar:

$$A_{mm^2} = \frac{150 * 7 * \sqrt{350 * 10^{-6}}}{1.9740} [mm^2]$$

$$A_{mm^2} = 9.95 [mm^2]$$

El valor de esta sección corresponde a un conductor de calibre AWG #6, sin embargo, por temas de rigidez mecánica es recomendable utilizar como mínimo el calibre AWG 1/0, que es el que se tiene proyectado utilizar en el presente diseño.

- **Sistema de puesta a tierra**

El SPAT es importante para la distribución segura y eficiente de las corrientes del rayo a tierra. El estándar admite requisitos de conexión a tierra de baja resistencia y establece que se puede lograr con un sistema de conexión a tierra general de 10 ohmios o menos.

Se utilizan 3 disposiciones básicas para los electrodos, tipo A, tipo B y el llamado arreglo especial del tipo B.

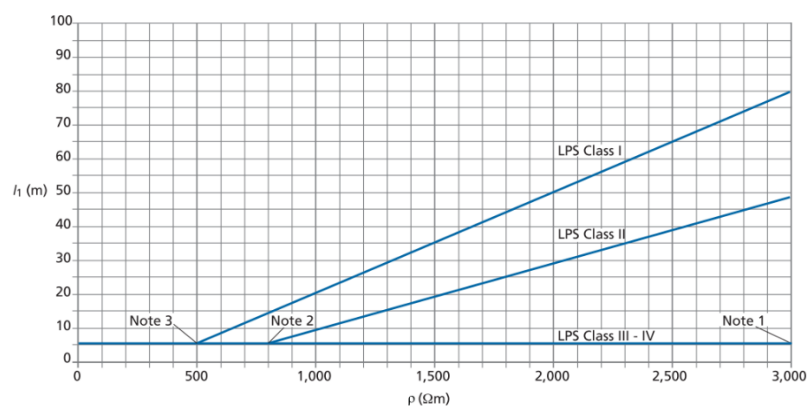
En el presente trabajo utilizaremos el arreglo tipo B ya que es el que más se ajusta a los requerimientos de nuestro proyecto por integrar el número de electrodos, la resistividad del terreno el nivel de protección necesario, mientras que el arreglo tipo A relaciona el número de electrodos con la resistividad del terreno únicamente.

- Arreglo tipo B

Este arreglo básicamente nos define la longitud de el o los electrodos que se deben emplear de acuerdo a la resistividad del terreno en base al gráfico de la Figura 41.



En el caso de utilizar un solo electrodo tipo anillo, el porcentaje que debe estar en contacto con el suelo no debe ser menor al 80% de su longitud.



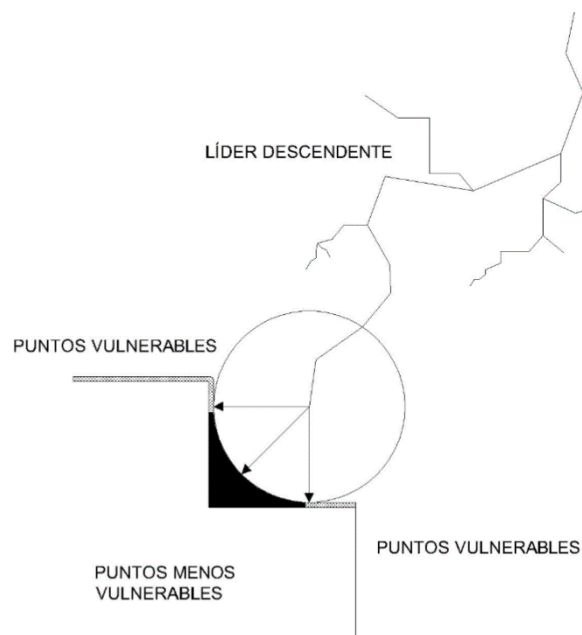
**Figura 41.** Mínima longitud del electrodo de tierra para el arreglo tipo B. Fuente: [12]

Según lo especificado en la figura, la longitud de nuestro electrodo debe ser de 5 m al poseer una resistividad menor a 500  $[\Omega m]$  y estar clasificado con un nivel de protección II, esto se lograría enterrando 2 jabalinas estándar de 2,4 [m] al final de cada bajante, a una profundidad de mínimo 0,5 [m] tal como se indica en la norma.

#### 4.2.1 Método de la esfera rodante

Como estudiamos en secciones anteriores, la que podríamos llamar “punta” del rayo es denominada líder descendente, y es lógico suponer que este líder caerá hacia los puntos más altos de una estructura, sin embargo esto no es así ya que impactan en los puntos donde exista mayor intensidad de campo eléctrico, pero en su trayectoria antes de llegar a ese punto, pueden llegar a encontrar áreas con mayor intensidad, pudiendo ser el caso de que estas coincidan con sectores laterales de las estructuras y no precisamente su punto más alto.

La distancia de la última se llama distancia de impacto y está determinada por la magnitud de la corriente del rayo. Por ejemplo, los puntos de la estructura equidistantes del último peldaño de la línea descendente también pueden ser alcanzados por un rayo, pero los puntos más alejados tienen menos probabilidades de ser alcanzados por un rayo (Figura 42). Esta distancia de impacto se puede representar por una esfera cuyo radio es igual a la distancia de impacto.



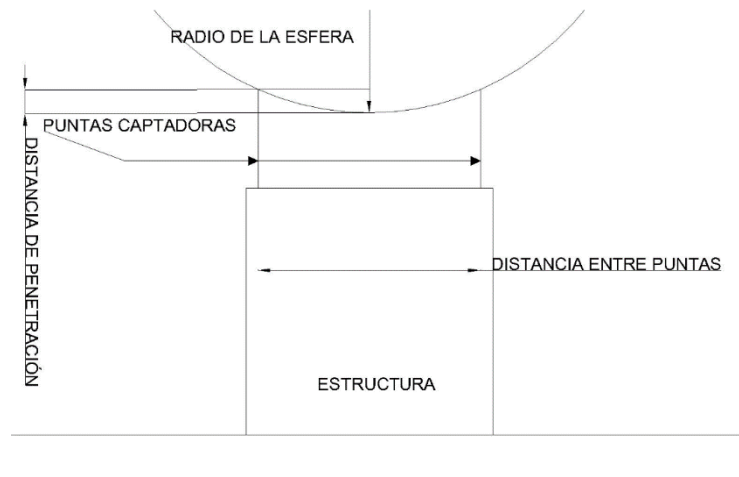
**Figura 42.** Posibles lugares de impacto debido a un líder descendente. Fuente:  
Autor.

Es por esto que de acuerdo con la ubicación del proyecto se calcula el nivel de protección que se necesitará ya que estadísticamente se tiene una certidumbre de la intensidad de rayo que eventualmente podría impactar a la estructura.

La cobertura se vuelve integral haciendo rodar la esfera alrededor de la estructura a proteger, abarcando de esta manera todos los posibles puntos donde puede suceder la descarga.

Se pueden utilizar cualquiera de los métodos descritos en la sección 4.2.1, en nuestro diseño utilizaremos puntas captadoras para mantener la esfera rodante alejada de la estructura a proteger.

Para comenzar con los cálculos primero vamos a precisar los elementos que los componen, los que vamos a describir a continuación de acuerdo a la Figura 43.



**Figura 43.** Variables que intervienen en el diseño de protección contra rayos por el método de la esfera rodante. Fuente: Autor.

Describiremos matemáticamente las ecuaciones donde se tienen en cuenta estas variables necesarias para el dimensionamiento.

$$p = r - \sqrt{r^2 - \left(\frac{d}{2}\right)^2} \quad (41)$$

$$d = \sqrt{2 * p * r - p^2} \quad (42)$$

Donde:

$p$  distancia de penetración de la esfera rodante [m]

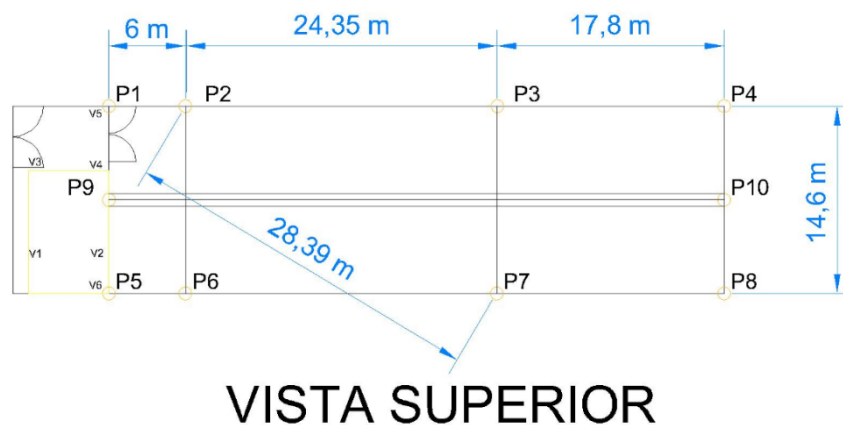
$r$  radio de la esfera rodante [m]

$d$  distancia entre puntas captadoras [m]

De los datos obtenidos en las mediciones planimétricas de la estructura, se obtuvo que la medida estándar del pararrayos debe ser de 4 metros, con una distancia máxima entre puntas captadoras consecutivas es de 28,39 metros, que es la distancia diagonal entre las puntas captadoras P2 y P7 que se indican en la Figura 44, además el radio de la esfera para nivel de protección II es de 30 m, con lo cual la ecuación (41), con la cual calcularemos la máxima distancia de penetración, queda de la siguiente manera:

$$p = 30 - \sqrt{30^2 - \left(\frac{28,39}{2}\right)^2}$$

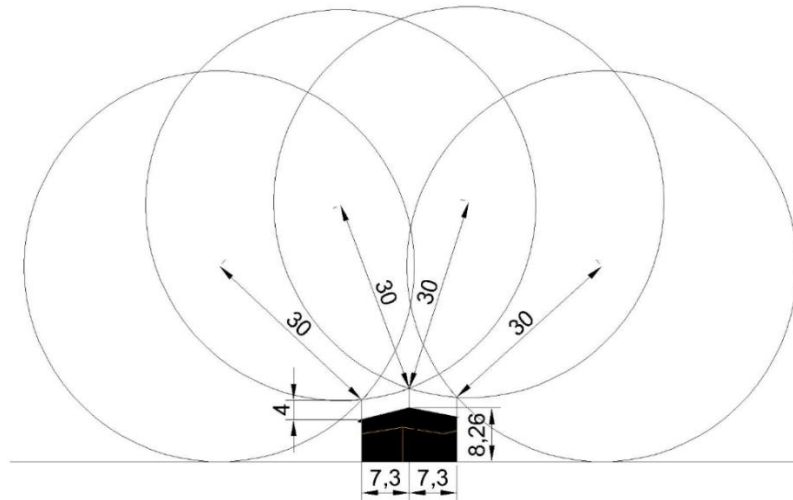
$$p = 3,57 \text{ [m]}$$



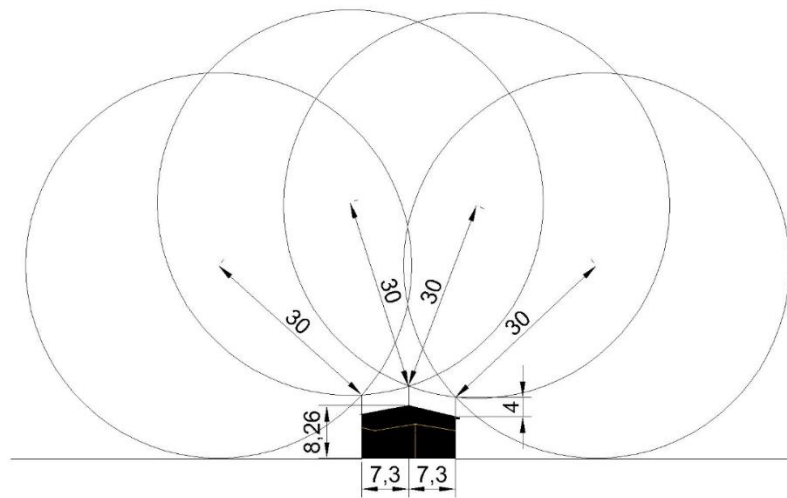
**Figura 44.** Máxima distancia entre puntas captadoras consecutivas. Fuente: Autor.

El valor de  $p$  es menor a la altura de las puntas captadoras

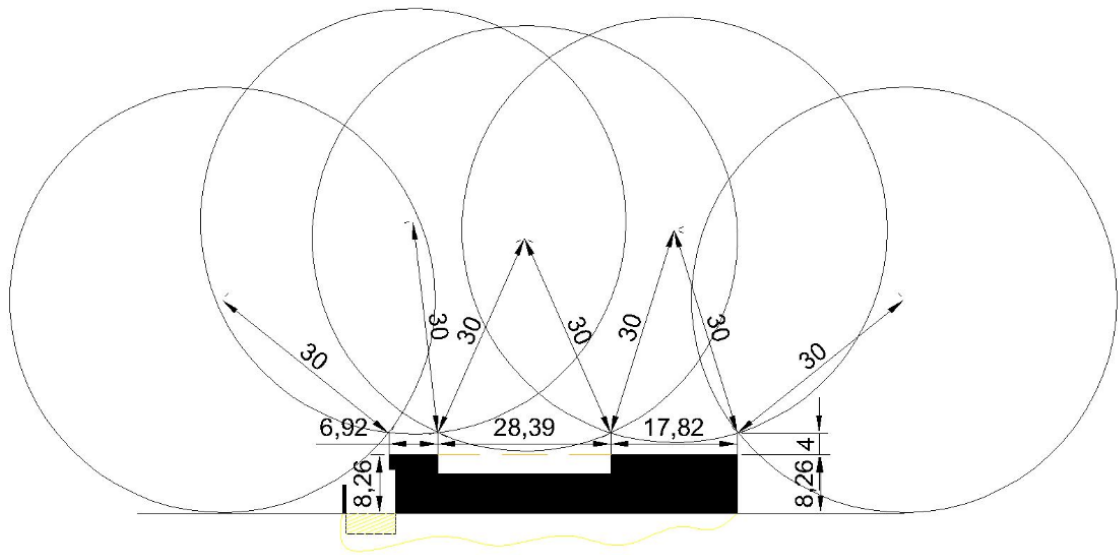
$$p < 4 \text{ [m]}$$



**Figura 45.** Vista frontal de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante. Fuente: Autor



**Figura 46.** Vista posterior de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante. Fuente: Autor



**Figura 47.** Vista lateral derecha de la estructura y diseño de puntas captadoras por la metodología de la esfera rodante. Fuente: Autor

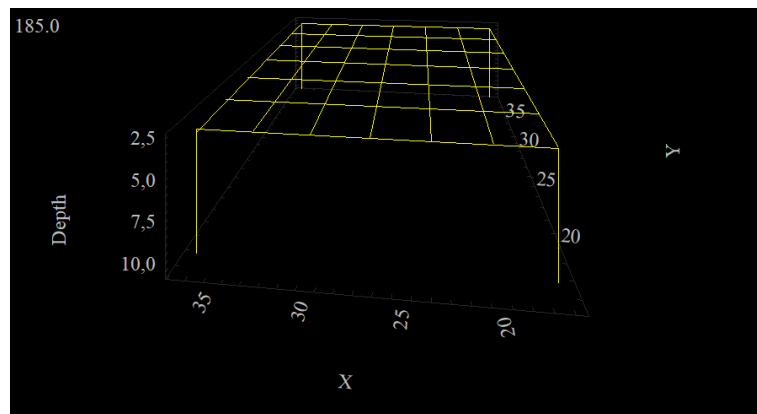
Del análisis de este valor podemos observar que la distancia de penetración de la esfera en ningún caso sobrepasa el límite de altura del pararrayos, lo que podemos verificar en las Figura 46, Figura 47, Figura 48 y Figura 49, revelando que el diseño por el método de la esfera rodante está correcto.

#### **4.3 SIMULACIÓN Y COMPARACIÓN DE RESULTADOS MEDIANTE EL SOFTWARE ETAP.**

Luego de realizar los cálculos manualmente, vamos a compararlos con software especializado para este tipo de diseños y compararemos los resultados obtenidos para el caso de diseño de la malla a tierra contra sobretensiones y analizaremos los resultados obtenidos al simular la malla en conjunto con los electrodos del sistema de pararrayos.

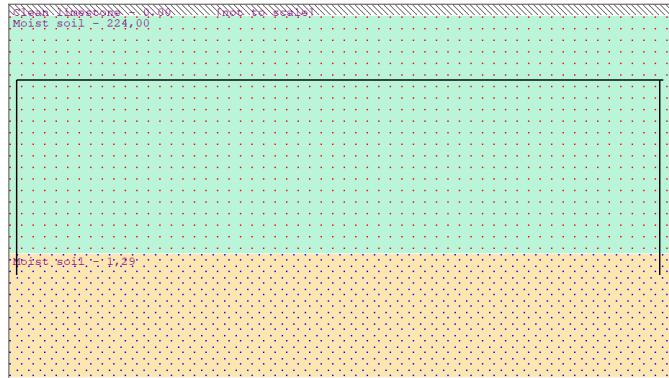
El primer paso para poder realizar la simulación es diseñarla en el programa AutoCAD, para luego exportar nuestro diseño por medio de la pestaña Etap tools a nuestro software de análisis etapa 16.0.0.

Nuestro diseño lo hemos hecho basándonos en la metodología IEEE 80, sin embargo, con el objetivo de comparar entre los métodos existentes de dimensionamiento de sistemas de puesta a tierra, vamos a realizar la simulación por el método conocido como FEM (Finite Element Method) o Método de elementos finitos.



**Figura 48.** Malla bajo análisis en el software Etap 16.0.0. Fuente: Autor

Una vez que se importa la malla desde AutoCAD y se tiene la configuración geométrica de la ella, se deben ajustar los parámetros de ubicación, longitud y diámetros de los conductores de la malla y sus electrodos o varillas, además de los valores de la resistividad del terreno obtenidas de las mediciones, que serán de suma importancia al momento de correr la simulación.



**Figura 49.** Gráfica de los valores ingresados de resistividad del terreno bajo análisis.

Fuente: Autor

Finalmente, luego de correr la simulación se obtienen los resultados de tensiones admisibles de malla y tensiones de contacto y de paso, valores que mostramos en la figura



**Figura 50.** Valores obtenidos por simulación de las tensiones de malla y máximas tensiones admisibles. Fuente: Autor

Al comparar los valores obtenidos, se puede observar una diferencia en cuanto al voltaje de paso de malla, o llamado  $V_s$ , cuyo valor no se encuentra con una diferencia



razonable. Sin embargo, luego de revisar los resultados obtenidos manualmente mediante la metodología IEEE 80 y al no haber error aparente en sus cálculos, sólo podemos añadir que este error posiblemente se deba a que se utilizó una diferente metodología para calcular la malla en este software o a ajustes de parámetros en las condiciones de simulación.

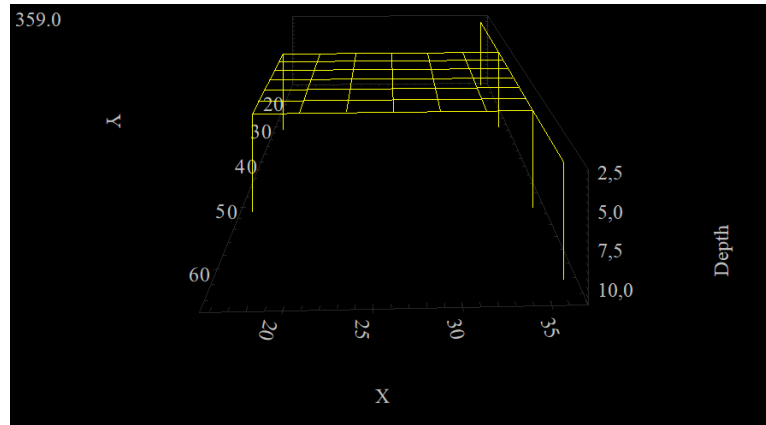
**Tabla 9**

*Comparación De Resultados Obtenidos Mediante IEEE 80 Y El Método De Elementos Finitos De Etap.*

<b>Metodología</b>	<b><math>V_P</math></b>	<b><math>V_T</math></b>	<b><math>V_s</math></b>	<b><math>V_m</math></b>
	[V]	[V]	[V]	[V]
IEEE 80	520,44	296,63	9,49	179.79
Elementos finitos	520,4	296,6	100,1	191,6
Etap				

*Nota.* Fuente: Autor.

Para el caso del diseño de la puesta a tierra del sistema de pararrayos, se introdujeron las picas adicionales en la simulación, al diseñarse dos bajantes se introdujeron dos picas adicionales unidas a la malla para equipotencializar el sistema. En estas condiciones se volvió a realizar la simulación con lo que se obtuvieron los siguientes resultados:



**Figura 51.** Malla integrada con el sistema de pararrayos bajo análisis en el software Etap 16.0.0. Fuente: Autor



**Figura 52.** Valores obtenidos por simulación de las tensiones de malla y máximas tensiones admisibles al integrar la malla. Fuente: Autor

**Tabla 10.***Malla Integrada Analizada Por El Método De Elementos Finitos De Etap.*

<b>Metodología</b>	<b><math>V_P</math></b>	<b><math>V_T</math></b>	<b><math>V_S</math></b>	<b><math>V_m</math></b>
	[V]	[V]	[V]	[V]
Elementos finitos	520,4	296,6	47,2	137,8
Etap				

*Nota.* Fuente: Autor

Bajo estas condiciones, se puede observar un decremento apreciable en las tensiones de malla, lo que concuerda con lo que debería suceder en teoría al aumentar la extensión de una malla, encontrándose nuestro sistema muy por debajo de los límites de diseño tolerables, dándonos una confirmación de que nuestro diseño cumple con los requisitos y está en condiciones de ser implementada en cualquier momento.

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS ECONÓMICO

Como último aspecto del presente trabajo, se realiza un análisis de costos de implementación de los diferentes sistemas de protección, teniendo en cuenta los antecedentes mencionados anteriormente y basados en los planos de diseño, se detallarán los elementos constitutivos del sistema de protección contra sobretensiones y del sistema de protección contra descargas atmosféricas.

Según el diseño realizado, se tiene un diseño del sistema contra sobretensiones de una malla cuadrada de 6 metros de largo por 6 metros de ancho con 6 divisiones en cada sentido, con 4 picas de 2,4 metros en las esquinas, todo enterrado a una profundidad de 0,8 metros de profundidad. Los detalles de su circuito se encuentran en el **Anexo 11**.

El sistema de protección contra descargas atmosféricas consta de 10 puntas captadoras que rodean el borde exterior de la estructura, unidas entre sí por un conductor calibre 1/0 AWG, que se unen mediante dos bajantes a tierra que van desde sus bordes frontales a dos electrodos enterrados a la misma profundidad de la malla a tierra y unidos a ella para mantener la equipotencialidad.

En una cotización hecha a una empresa particular, que se dedica a estas actividades por alrededor de 15 años, se obtuvieron valores por cada sistema, es decir para el sistema de tierra del transformador y del pararrayos, valores que se detallan en los **Anexo 27** y **Anexo 28**.

Para la implementación del proyecto será necesario romper el concreto superficial que cubre el área de diseño, con lo cual los costos para realizar los trabajos sufren un incremento significativo por la complejidad inicial. Esos factores junto con los costos de reparación están descritos en el **Anexo 29**, que, sumadas a las anteriores, nos dará un costo total del proyecto en conjunto.

## CAPÍTULO VI

### CONCLUSIONES

En el desarrollo del presente trabajo se pudieron verificar algunos parámetros teóricos y establecer algunas conclusiones importantes respecto al estudio de este tipo de sistemas.

De acuerdo a las mediciones realizadas con el telurómetro se pudieron establecer valores de resistencia aparente del terreno, valores que nos arrojaron resultados de resistividad real de 224 [ $\Omega$ .m], y que concuerdan con las características del terreno donde se tiene previsto implementar la puesta a tierra, que corresponde a arena arcillosa y cuyos valores de resistividad van de 50 a 500 [ $\Omega$ .m] según el **Anexo 21**.

En cuanto a la malla del transformador o de protección contra sobretensiones se pudo establecer que el diseño según la IEEE 80 en lo referente al conductor de malla establece como mínimo un calibre 2/0 debido a requisitos de resistencia mecánica y robustez principalmente, pero al referirse la norma a diseño en subestaciones y luego de un análisis se optó por utilizar el calibre #4 AWG para el diseño de la malla ya que las instalaciones del proyecto pertenecen a la mediana industria, y no tienen un alto tráfico de personas o transporte pesado dentro del área de diseño.

Al analizar los voltajes de malla en relación con los voltajes de toque y de paso admisibles se pudo comprobar que están dentro de los límites establecidos y cumplen con lo establecido en la norma IEEE 80, luego se procedió a analizar lo que sucede con estos voltajes al sumar los electrodos correspondientes al sistema de pararrayos, y

como era de esperarse según la teoría los voltajes de malla bajaron aún más, lo que hace del diseño de nuestro sistema más confiable y seguro y mantiene a la red al mismo potencial.

Hay que mencionar respecto a los voltajes de malla, que el voltaje  $V_m$  de malla es el parámetro que característicamente más se acerca a su límite superior que es el voltaje de toque y, en consecuencia, es el que más se debe tener en cuenta al momento de realizar el dimensionamiento.

En lo referente al nivel de protección se tomaron en cuenta todos los factores que intervienen en su cálculo de acuerdo al tipo de estructura analizada y a la ubicación geográfica del proyecto, lo que nos sirvió de carácter fundamental al momento de dimensionar el sistema de protección adecuado mediante puntas captadoras, diseño que cumple con un buen margen de confiabilidad al alejarse de los valores mínimos de probabilidad de impacto a la estructura y que se puede apreciar en los planos de diseño.

Se puede apreciar una diferencia en cuanto al cálculo del voltaje de paso de malla o  $V_s$  mediante la metodología IEEE 80 y lo calculado mediante el software Etap bajo el método de elementos finitos, pero en ambos casos los valores están muy por debajo de los límites de tensión tolerables, lo que nos indica de manera categórica por ambos métodos que nuestro diseño cumple con los requerimientos establecidos.

Al momento de la realización del presente estudio se pudo constatar que las instalaciones no cuentan con una derivación hacia el tablero de distribución adecuada, ya que, en contraste con la normativa vigente, no cuenta con canalización correcta, así como tampoco conexiones que cumplan con los parámetros de seguridad

elementales, hechos que evidentemente convierten en imperativo la implementación del sistema de puesta a tierra en primera instancia, para en un futuro continuar con los trabajos de mejora de las instalaciones eléctricas con una base de seguridad eléctrica de primera línea como se pretende en el presente estudio.



## BIBLIOGRAFÍA

- [1] R. García Márquez, “La puesta a tierra instalaciones eléctricas y el R.A.T”, vol.1, 1991.
- [2] Edición Primera, “Código eléctrico nacional cpe INEN19:2001,” 2001.
- [3] IEEE, “IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding, IEEE Standard (80-2000),” vol. 56. 2000.
- [4] AENOR, “Reglamento electrotécnico para baja tensión e instrucciones técnicas complementarias (itc) bt 01 a bt 51,” 2002.
- [5] F. Casas-Ospina, “Tierra Soporte de la Seguridad Eléctrica, Seguridad,” 2011.
- [6] G. Rojas, “Manual de sistemas de puestas a tierra,” 2007.
- [7] L. Longyou Longhui Plating Co., “China La soldadura exotérmica Thermiting de alto rendimiento de metal en polvo – Comprar Varilla de tierra de cobre en es.made-in-china.com.” [https://es.made-in-china.com/co\\_lhplating/product\\_High-Performance-Thermiting-Exothermic-Welding-Metal-Powder\\_ehegeenyg.html](https://es.made-in-china.com/co_lhplating/product_High-Performance-Thermiting-Exothermic-Welding-Metal-Powder_ehegeenyg.html) (accessed Jul. 05, 2021).
- [8] BIRT LH, “4.4.- Bornes de puesta a tierra. | IEI05.- Montaje de las puestas a tierra.” [https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es\\_IEA\\_IEI05\\_Contenidos/wbsite\\_44\\_bornes\\_de\\_puesta\\_a\\_tierra.html](https://ikastaroak.ulhi.net/edu/es/IEA/IEI/IEI05/es_IEA_IEI05_Contenidos/wbsite_44_bornes_de_puesta_a_tierra.html) (accessed Jul. 22, 2021).
- [9] Akl Perú, “Cable para puesta a tierra 14AWG Amarillo/Verde x 100 metros.” <https://akl.com.pe/cables/173-cable-para-puesta-a-tierra-14awg->

- amarilloverde-x-100-metros.html (accessed Jul. 06, 2021).
- [10] Proinex, “Barra Equipotencial Aislada | PROINEX.” <https://proinex.net/barra-bep-aislada/> (accessed Jul. 05, 2021).
- [11] M. Abdel-Salam and U. S. Al-Abdul-Latif, “Simulation of Energized Franklin Rods for Lightning Protection,” *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 33, no. 3, pp. 651–659, 1997, doi: 10.1109/28.585854.
- [12] Thomas & Betts ABB Group, “BS EN / IEC 62305 Lightning protection standard Key points Guide to BS EN / IEC 62305,” vol. 44, no. 0, pp. 1–107, 2008.
- [13] Fluke corporation, “Kit del comprobador de puesta a tierra 1625-2 GEO de Fluke | Fluke.” <https://www.fluke.com/es-ec/producto/comprobacion-electrica/conexion-a-tierra/fluke-1625-2-kit> (accessed Jun. 24, 2021).
- [14] EEQ, “ArcGIS Web Application.” <https://geoportal.eeq.com.ec/webgis/> (accessed Jul. 05, 2021).
- [15] Echeverría, “Nivel Isoceraunico en el Ecuador PDF | Informática | Computadoras,” 2008. <https://es.scribd.com/document/330187706/Nivel-Isoceraunico-en-El-Ecuador-pdf> (accessed Jul. 07, 2021).
- [16] “Producciones Rek, Diagramas y Electronica: Calibres AWG de Cables.” <http://prdiagramasyelectronica.blogspot.com/2012/02/calibres-awg-de-cables.html> (accessed Jul. 06, 2021).

## ANEXOS

### Anexo 1. Conceptos generales

***Acoplador en línea:*** elemento que permite acoplar el pararrayos al mástil.

***Aterrizaje:*** es una conexión con tierra, ya sea de forma intencional o no, de un equipo o estructura.

***Circuito de retorno a tierra:*** es un circuito en el cual la tierra o un cuerpo conductor equivalente, se utiliza para completar el circuito y permitir la circulación de corriente desde o hacia la fuente de corriente.

***Conductor de bajada:*** elemento conductor destinado a encaminar la corriente de rayo desde el cabezal captador hasta la toma de tierra.

***Conductor de protección:*** es el conductor usado para conectar las partes conductoras de una instalación entre ellas y que conectan a su vez con los electrodos o la malla a tierra.

***Conductor de puesta a tierra:*** es el cable conductor que se utiliza para conducir las corrientes de falla, físicamente es de lo que está compuesta la malla junto con los electrodos.

***Contador de descargas:*** indica los impactos de rayo recibidos por la instalación de protección.

***Electrodo auxiliar de tierra:*** es un electrodo de tierra con ciertas limitaciones de diseño o funcionamiento. Su función principal puede ser otra que la de conducir la corriente de defecto a tierra.

***Electrodo de puesta a tierra:*** es un conductor que generalmente se introduce en la tierra cuya función es disipar las corrientes en el medio.

***Líder escalonado:*** es la llamada ‘punta’ del rayo, el líder descendente o trazador parte desde la nube en pasos de 1  $\mu$ s de duración y longitud de varias decenas de metros con pausas de 20 a 50  $\mu$ s. Este líder en su viaje hacia tierra produce estructuras geométricas ramificadas descendentes.

***Mástil:*** elemento de diferentes tamaños para dar la altura necesaria al cabezal captador del pararrayos para cubrir el radio de acción de la zona a proteger.

***Pozo de inspección:*** permite desconectar la toma de tierra con el fin de efectuar la medida de la resistencia.

***Puesta a tierra:*** sistema compuesto por varios componentes cuyo objetivo es brindar protección contra eventos de falla y cuya función es llevar corrientes peligrosas a un lugar donde puedan ser disipadas (tierra física).

***Sistema de aterrizaje:*** comprende todas las interconexiones aterrizadas instaladas en un área específica.

***Soporte:*** permite acoplar el pararrayos al mástil.

***Soportes de montaje:*** su función es la sujeción del mástil, existiendo diferentes tipos de anclajes ya sea mediante tornillo o para empotrar.

***Sujeta cable de acero y abrazadera del conductor:*** fija el conductor de bajada en toda su trayectoria para evitar movimientos del mismo.

***Tensión de Contacto:*** es la diferencia de potencial que puede experimentar una persona al estar en contacto con una estructura conductora puesta a tierra.

***Tensión de Paso:*** se define como la diferencia de potencial que puede darse entre los pies de una persona, con una distancia de 1 metro entre ellos, al encontrarse sobre una superficie que se mantiene con un cierto potencial.

***Tubo de Protección.*** tubo metálico galvanizado cuya función es evitar los daños mecánicos y de contacto que pudiese suceder en contra el conductor del bajante.

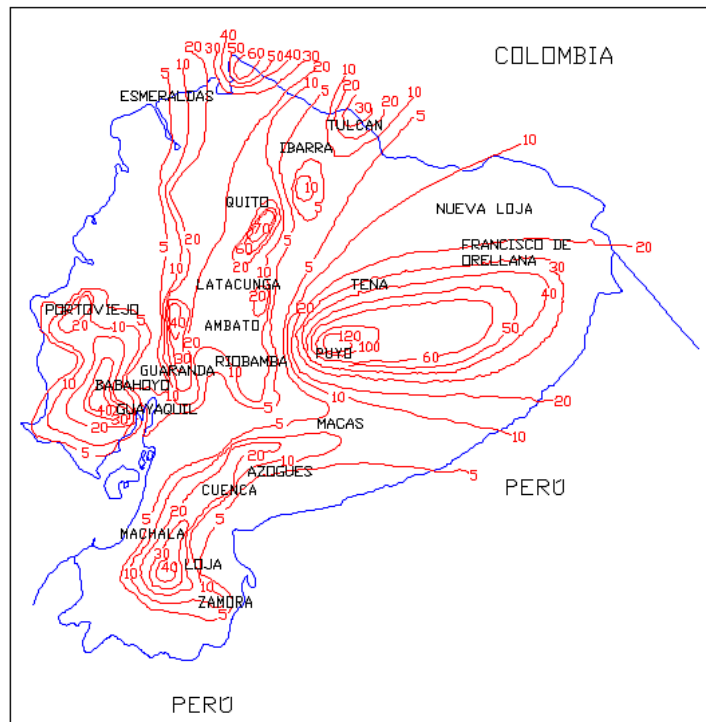
## Anexo 2. Equipos utilizados para la medición de la resistencia a tierra.

Advanced Earth / Ground tester Fluke 1625.2:



- 4 picas de tierra
- 3 rollos de cable de conexión (rojo – verde - azul)
- 2 pinzas amperimétricas (Fluke 162X)
- 1 cable 1623 / 25 probe cable (conector de la pinza)
- 1 cable usb – usb (conector al pc)
- 2 puntas banana – banana (rojo y negro)
- 2 adaptadores lagartos
- 6 adaptadores banana
- Manual Fluke 1625 – 2
- Equipo de medición 1625 – 2

Anexo 3.



Mapa que representa el nivel cerámico de Ecuador. Fuente:[15]

**Anexo 4.**



Área de diseño del sistema de puesta a tierra.

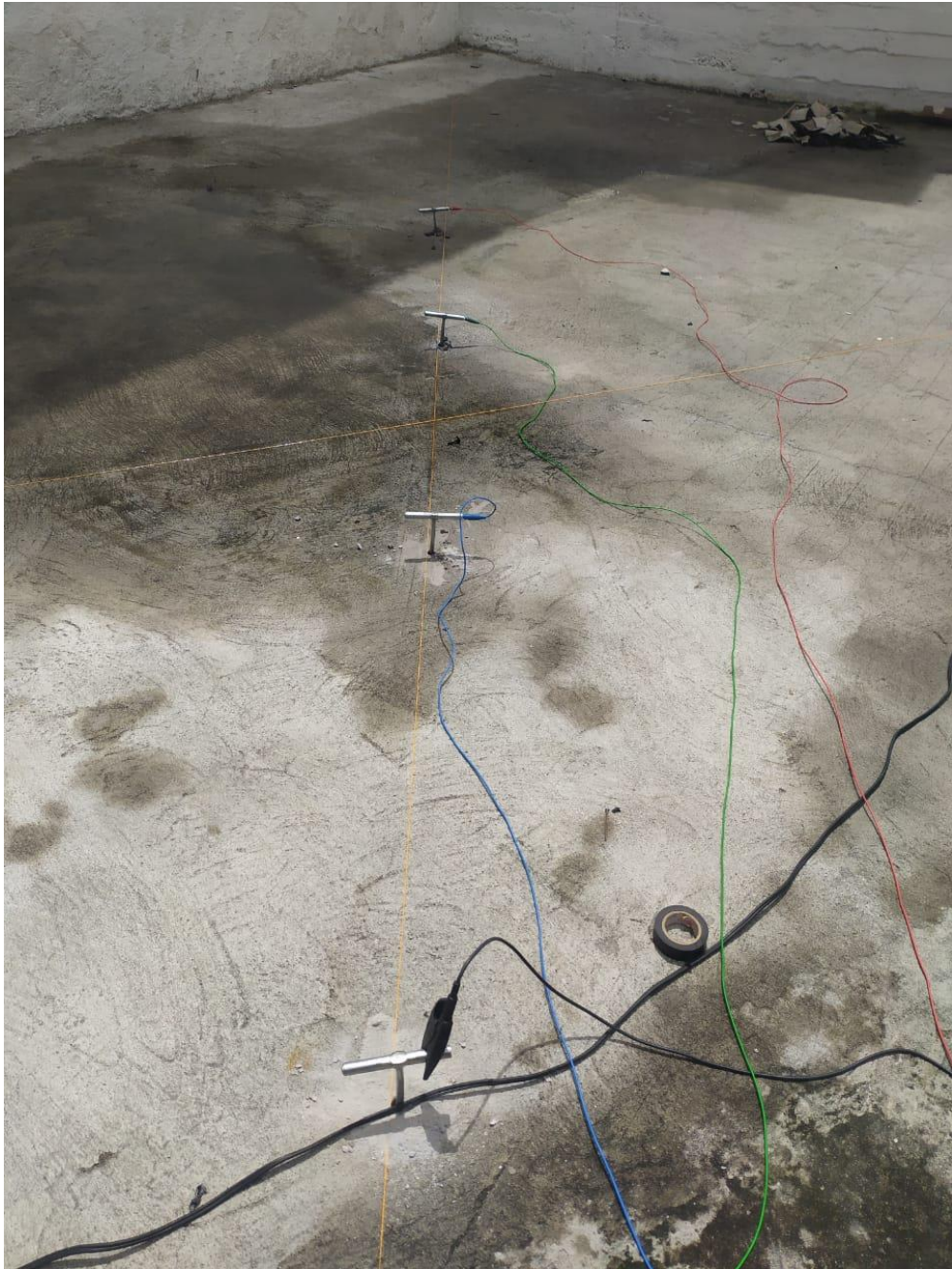


**Anexo 5.**



Introducción de los electrodos en los puntos marcados dentro del área delimitada.

**Anexo 6.**



Medición de la impedancia del terreno bajo estudio mediante el método Wenner.



**Anexo 7.**



Transformador No. 33426, de 50 kVA, que alimenta a las instalaciones de la empresa Royal Master Group.

**Anexo 8.**



Vista parcial del interior de las instalaciones objeto del proyecto.

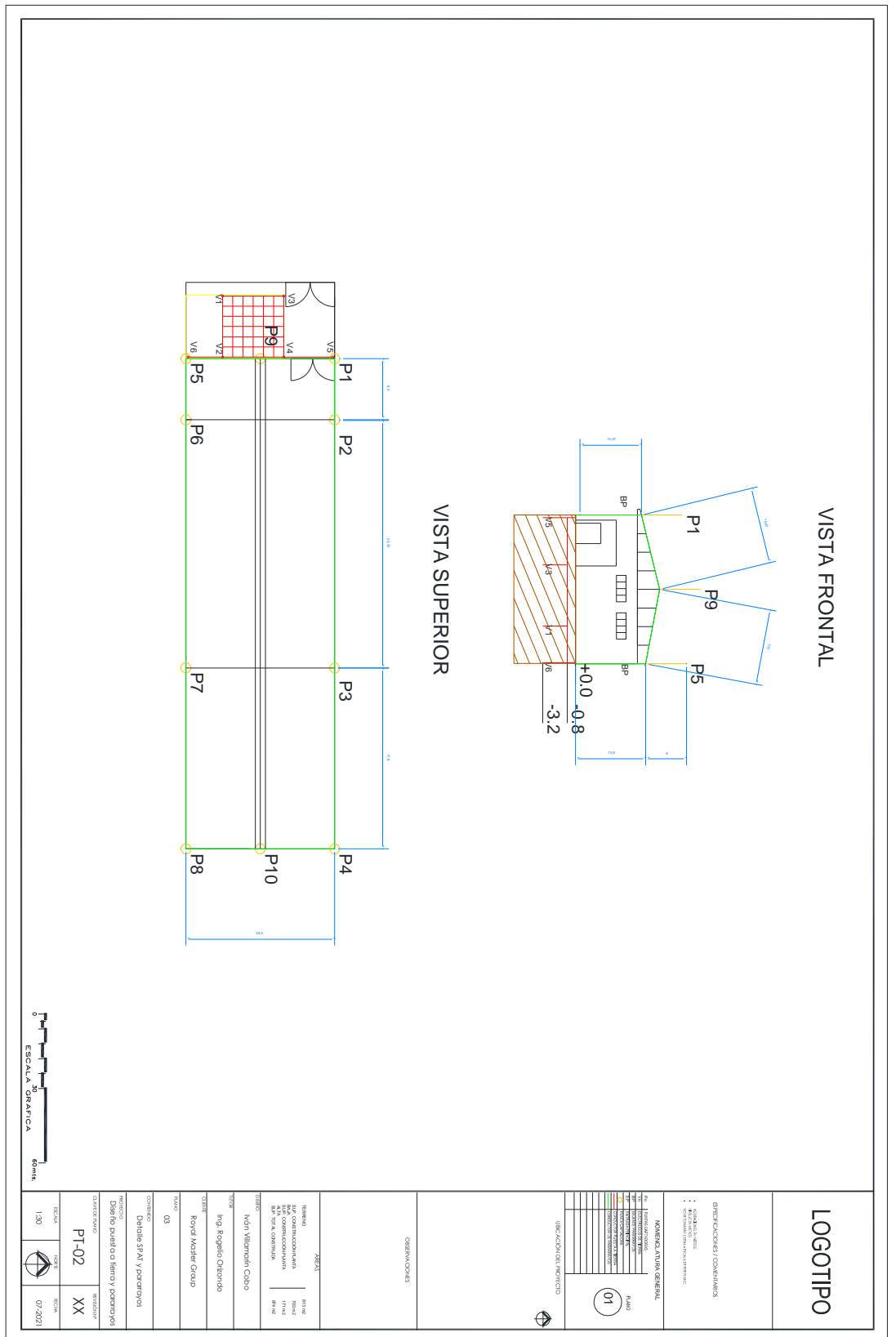
## Anexo 9.



Ejemplo de una de las mediciones obtenidas en el área de diseño.



**Anexo 11.** Detalle de ubicación del sistema de puesta a tierra y contra descargas atmosféricas.







**Anexo 13.** Tabla de constantes de materiales

<b>Material</b>	<b>Conductividad (%)</b>	<b>Tm (°C)</b>	<b><math>K_f</math></b>
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro con sueda exotérmica	97	1084	7.06
Cobre duro con conexiones mecánicas a presión	97	250	11.78
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10.45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14.64
Varilla de acero recubierta de cobre	20	1084	14.65
Acero 1020	10.8	1510	15.95
Varilla de acero galvanizado	9.8	1400	14.72
Varilla de acero con baño de zinc	8.6	419	28.96

Acero inoxidable	2.4	1400	30.05
304			

Fuente: IEEE 80-2000

**Anexo 14.** Tabla de valores típicos de la distancia entre conductores de bajada según la clase de LPS.

Clase de LPS	Distancia típica entre bajantes
I	10
II	10
III	15
IV	20

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 15.** Valores de  $C_D$  de acuerdo a su localización relativa

Localización relativa	$C_D$
Estructura rodeada de objetos altos	0.25
Estructura rodeada de objetos de la misma altura o menores	0.5
Estructura aislada	1
Estructura en la cima de una colina o loma	2

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 16.** Valores de  $P_{TA}$  de acuerdo a la implementación de medidas complementarias.

Medidas de protección adicionales	$P_{TA}$
Sin medidas de protección	1
Avisos de peligro	0.1
Aislamiento eléctrico de las partes expuestas	0.01
Equipotencialización efectiva del suelo	0.01
Estructura del edificio utilizada como sistema de conducción descendente	0

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 17.** Valores de  $P_B$  de acuerdo a la clase de LPS instalado en la estructura.

Características de la estructura	Clase de LPS	$P_B$
No protegida por LPS	-	1
Protegida por LPS	IV	0.2
	III	0.1
	II	0.05
	I	0.02
Con una terminal de aire conforme a un LPS I y reforzada por la estructura metálica o de concreto como un sistema conductor de bajada natural		0.01

Con un techo de metal y un sistema de terminación de  
 aire con una instalación completa de techo contra  
 descargas.

0.001

---

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 18.** Valores de  $L_F$  de acuerdo al tipo de estructura.

<b>Tipo de estructura</b>	<b><math>L_F</math></b>
Aeropuerto	0.75
Bloque de pisos	0.04
Edificio cívico	1.00
Iglesia catedral	0.50
Edificio comercial/bloque de oficinas	0.08
Centro comercial / Fábrica	0.33
Edificio agrícola	0.42
Estación de servicio/combustible	0.33
Residencias Hospitalarias	0.42
Hotel	0.75
Casa grande	1.00
Almacén industrial	0.42
Centro de ocio	0.33
Centro médico	1.00
Museo	1.00
Refinería de petróleo/planta química	1.00

Residencia de ancianos/niños	1.00
Central eléctrica	0.67
Prisión	0.33
Estación de policía/bomberos/ambulancia	0.42
Estación de ferrocarril	1.00
Escuela	1.00
Tiendas/centro comercial	1.00
Estadio deportivo	0.33
Teatro	1.00
Central telefónica	0.75
Subestación	0.04
Universidad	0.33
Obras de tratamiento de aguas	0.50
Parque eólico	0.04
Otros	0.33

---

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 19.** Valores de  $R_T$  de acuerdo al tipo de pérdidas por una eventual descarga.

<b>Tipo de pérdida</b>	<b><math>R_T</math> / año</b>
Pérdida de vidas o con daños permanentes	$1 * 10^{-5}$
Pérdida de servicio al público	$1 * 10^{-4}$
Pérdida de bienes culturales	$1 * 10^{-4}$

Fuente: BS EN/IEC 62305

**Anexo 20.** Calibre de conductores y su sección.

<b>Calibre AWG</b>	<b># de hilos</b>	<b>Área [mm<sup>2</sup>]</b>	<b>Diámetro exterior <math>\phi_c</math> [mm]</b>	<b>Peso aproximado [kg/km]</b>
12	19	3.31	2.053	50
10	19	5.26	2.588	70
8	19	8.37	3.264	110
6	19	13.3	4.115	168
4	19	21.15	5.189	249
2	19	33.63	6.544	370
1/0	19	53.51	8.251	610
2/0	19	67.44	9.266	750

Fuente: [16]

**Anexo 21.** Valores orientativos de resistividad de suelo debidas a su naturaleza.

<b>Naturaleza del terreno</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
Terrenos pantanosos	< 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	50 a 100
Arcilla plástica	50
Margas y arcilla compacta	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena sílice	200 a 3000
Suelo pedregoso cubierto de césped	300 a 5000
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas compactas	1000 a 5000
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Granitos y gres procedente de alteración	1500 a 10000
Granito y gres muy alterado	500 a 600

*Nota.* Fuente:[5] .

**Anexo 22.** Efecto de la salinidad en la respuesta de resistividad de un terreno.

<b>% de sal por peso de humedad</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
0	107
0,1	18
1	4,6
5	1,9
10	1,3
20	18

*Nota.* Fuente: [6]

**Anexo 23.** Efecto de la humedad en la respuesta de resistividad de un terreno.

<b>% de humedad por peso</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>	
	<b>Terreno superficial</b>	<b>Arcilla arenosa</b>
0	10000000	1000000
2,5	2500	1500
5	1650	430
10	530	220
15	210	130
20	120	100
30	100	80

*Nota.* Fuente: [6]



**Anexo 24.** Efecto de la temperatura en la respuesta de resistividad de un terreno.

<b>Temperatura de la capa del terreno</b>	<b>Resistividad (<math>\Omega \cdot m</math>)</b>
( $^{\circ}C$ )	
20	72
10	99
0 a 5	138 a 790
-15	3300

*Nota.* Fuente: [6]

**Anexo 25.** Tabla de cálculo de calibre de conductor de protección de acuerdo al calibre de fase del circuito.

<b>Calibre de fase</b>	<b>Capacidad a 75</b>	<b>Calibre del</b>	<b>Capacidad</b>	<b>% del conductor</b>
(AWG)	$^{\circ}C$ (amperios)	conductor de	(amperios)	a tierra respecto
		protección		a las fases
2 o menor	115	8	50	43
1 a 1/0	150	6	65	43
2/0 a 3/0	200	4	85	43
3/0 a 350 kcmil	310	2	115	37
350 a 600 kcmil	420	1/0	150	36

*Nota.* Fuente: [5]

**Anexo 26.** Tabla de cálculo de calibre de conductor de protección de acuerdo al calibre de fase del circuito.

<b>Calibre de fase (<math>mm^2</math>)</b>	<b>Calibre del conductor de protección (<math>mm^2</math>)</b>
$s < 16$	s
$16 < 35$	16
$s > 35$	s/2

*Nota.* Fuente: [4]

**Anexo 27.** Estimación de costo de materiales eléctricos para la implementación del sistema de protección contra descargas atmosféricas.

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad [USD]</b>	<b>Costo unitario [USD]</b>	<b>Costo parcial [USD]</b>
Pararrayos tipo Franklin, con punta múltiple formada por pieza central, vástago principal y cuatro laterales, con semiángulo de protección de 70° fabricado en acero inoxidable de 16 mm de diámetro, incluso pieza de adaptación cabezal-mástil y	10	105	1050

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b> <b>[USD]</b>	<b>Costo</b> <b>unitario</b> <b>[USD]</b>	<b>Costo</b> <b>parcial</b> <b>[USD]</b>
acoplamiento cabezal-mástil-conductor, de latón, para mástil de 1 1/2" y bajante interior de pletina conductora de 30x2 mm.			
Mástil de acero galvanizado en caliente, de 1 1/2" de diámetro y 3 m de longitud, para fijación a muro o estructura.	10	85,3	853
Trípode de anclaje para mástil, con placa base de 500x500x10 mm, de acero galvanizado en caliente, de 1 m de longitud, para fijar con tornillos a cubierta.	10	22,13	221,30
Soporte piramidal para conductor de 8 mm de diámetro o pletina conductora de entre 30x2 mm y 30x3,5 mm de sección, para fijación de la grapa a superficies horizontales.	10	10,98	109,80

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad [USD]</b>	<b>Costo unitario [USD]</b>	<b>Costo parcial [USD]</b>
Grapa de acero inoxidable, para fijación de pletina conductora de entre 30x2 mm y 30x3,5 mm de sección a pared.	25	24,78	619,50
Vía de chispas, para unión entre tomas de tierra.	2	243,01	486,02
Manguito de latón de 55x55 mm con placa intermedia, para unión múltiple de cables de cobre de 8 a 10 mm de diámetro y pletinas conductoras de cobre estañado de 30x2 mm.	2	32,8	65,60
Contador mecánico de los impactos de rayo recibidos por el sistema de protección.	2	240	480,00
Electrodo dinámico para red de toma de tierra, de 5/8" de diámetro y 2,5 m de longitud, de larga duración, con efecto condensador.	2	45,68	91,36

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad [USD]</b>	<b>Costo unitario [USD]</b>	<b>Costo parcial [USD]</b>
Manguito seccionador de latón, de 70x50x15 mm, con sistema de bisagra, para unión de pletinas conductoras de entre 30x2 mm y 30x3,5 mm de sección.	2	42,38	84,76
Conductor calibre 1/0 Awg 19 hilos	142	5,8	823,60
Caja de revisión de polipropileno para toma de tierra, de 250x250x250 mm, con tapa de registro.	2	45,2	90,40
Puente para comprobación de puesta a tierra de la instalación eléctrica.	2	100,95	201,90
		<b>Subtotal 1</b>	<b>5177,24</b>

**Anexo 28.** Estimación de costo de materiales eléctricos para la implementación del sistema de puesta a tierra

<b>Descripción</b>	<b>Cantidad [USD]</b>	<b>Costo unitario [USD]</b>	<b>Costo parcial [USD]</b>
Electrodo dinámico para red de toma de tierra, de 5/8" de diámetro y 2,5 m de longitud, de larga duración, con efecto condensador.	4	45,68	182,72
Pieza de latón, para unión de electrodo de toma de tierra a cable de cobre de 8 a 10 mm de diámetro o pletina conductora de cobre estañado de 30x2 mm.	2	17,39	34,78
Electrodo dinámico para red de toma de tierra, de 28 mm de diámetro y 2,5 m de longitud, de larga duración, con efecto condensador.	2	303,13	606,26
Conductor calibre 4 Awg 19 hilos	84	5,3	445,20
		Subtotal 2	1268,96

**Anexo 29.** Estimación de costo de materiales de obra civil y mano de obra para la implementación del sistema de puesta a tierra y pararrayos.

Descripción	Cantidad [USD]	Costo unitario [USD]	Costo parcial [USD]
<b>Mano de obra</b>			
Técnico instalador de pararrayos y PT	1	350	350,00
Ayudante instalador de pararrayos y PT	1	300	300,00
<b>Herramienta</b>			
Herramienta menor	1	50,00	50,00
Materiales varios (molde de grafito, suelda exotérmica, etc)	1	145,3	145,30
Excavadora	1	120	120,00
Cemento	15	10	150,00
Subtotal 3			1115,30

El costo total del proyecto será la suma de los subtotales 1, 2 y 3:

**COSTO TOTAL DE IMPLEMENTACIÓN DEL PROYECTO: USD 7561,50**