

**UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD**

**TEMA:**

**Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil.**

**AUTOR:**

**Montoya Argudo, Luis Francisco**

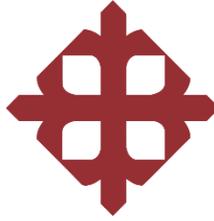
**Trabajo de integración curricular previo a la obtención del título de  
INGENIERO EN ELECTRICIDAD**

**TUTOR:**

**Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo M.Sc.**

**Guayaquil, Ecuador**

**14 de febrero de 2023**



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**CERTIFICACIÓN**

Certificamos que el presente trabajo fue realizado en su totalidad por **Montoya Argudo, Luis Francisco** como requerimiento para la obtención del título de **INGENIERO EN ELECTRICIDAD**.

TUTOR:

---

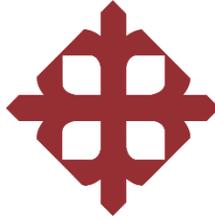
Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo M.Sc.

DIRECTOR DE CARRERA

---

Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar, M.Sc.

Guayaquil, a los 14 días del mes de febrero de 2023



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
CARRERA DE INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **Montoya Argudo, Luis Francisco**

**DECLARO QUE:**

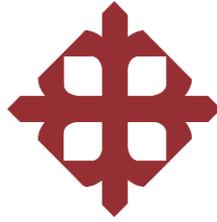
El Trabajo de Titulación, **Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil**, previo a la obtención del título de **Ingeniero en Electricidad**, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Guayaquil, a los 14 días del mes de febrero de 2023

EL AUTOR

Montoya Argudo, Luis Francisco



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL  
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE  
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **Montoya Argudo, Luis Francisco**

Autorizó a la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil, la publicación, en la biblioteca de la institución del Trabajo de Integración Curricular: **Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil**, cuyo contenido, ideas y criterios son de mi exclusiva responsabilidad y total autoría.

Guayaquil, a los 14 días del mes de febrero del 2.023

EL AUTOR

Montoya Argudo, Luis Francisco

## Document Information

---

<b>Analyzed document</b>	Trabajo de Titulación Francisco Montoya 2.docx (D156955791)
<b>Submitted</b>	2023-01-26 00:08:00
<b>Submitted by</b>	
<b>Submitter email</b>	efrain.velez@cu.ucsg.edu.ec
<b>Similarity</b>	2%
<b>Analysis address</b>	efrain.velez.ucsg@analysis.arkund.com

## Entire Document

---

FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO  
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TEMA:

"Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil"

AUTOR:

Montoya Argudo, Luis Francisco

Trabajo de titulación previo a

la obtención del título de

INGENIERO EN ELECTRICIDAD

TUTOR:

Ing. Efraín Oswaldo Suarez Murillo,

TUTOR:



---

Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo M.Sc.

## **AGRADECIMIENTO**

A nuestro Señor Jesucristo, quien me ha brindado de manera incondicional, las fuerzas que me han motivado a lo largo de mi preparación profesional y me ha mostrado siempre la senda del bien y vislumbrar el horizonte de la sabiduría.

A mi esposa Pilar, quien con su amor y compañía ha estado constantemente junto a mí, comprendiéndome en esas largas horas de dedicación a mi carrera.

A aquellos compañeros de carrera, que en varias ocasiones pudieron darme luz en la oscuridad de lo aún desconocido.

Finalmente, al Dr. Bayardo Bohórquez, quien, durante estos años de carrera, con su gran sabiduría e intelecto me mostró cuán lejos se puede llegar y que representa la energía en la vida de un ingeniero eléctrico.

Luis Francisco Montoya Argudo

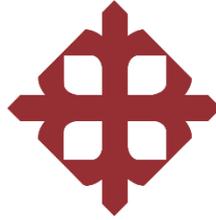
## DEDICATORIA

Quiero dedicar este proyecto, en primer lugar, a mi esposa e hijos, quienes han significado la base fundamental de aquel deseo de superación y adquisición de conocimiento constante.

A mi mamá y mi papá, quienes con su infinito amor inculcaron desde mi niñez valores y buenas costumbres como la ética y la integridad, lo cual impulso mi dedicación hacia la rama de la electricidad.

A mi hermano, quien ha permanecido aún en los momentos más difíciles, y con quien las meditaciones para la superación personal se han hecho tan necesarias desde siempre.

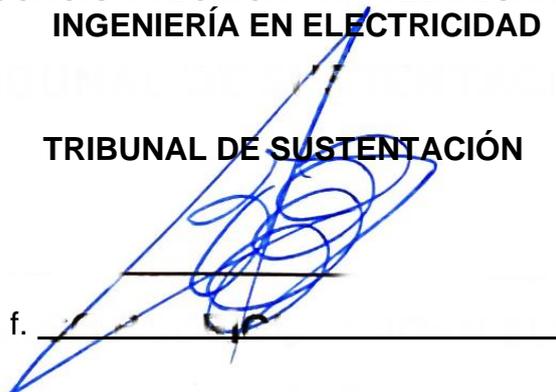
A mis tíos; Efraín, Lorenzo y Eduardo, quienes, en varias etapas de mi vida, me guiaron con sus consejos y experiencias; fueron y seguirán siendo un ejemplo a seguir.



UNIVERSIDAD CATÓLICA  
DE SANTIAGO DE GUAYAQUIL

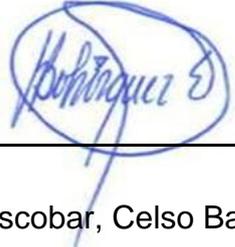
FACULTAD DE EDUCACIÓN TÉCNICA PARA EL DESARROLLO CARRERA DE  
INGENIERÍA EN ELECTRICIDAD

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN

f. 

Ing. Franco Rodríguez, John Eloy, Ph.D.

Decano

f. 

Ing. Bohórquez Escobar, Celso Bayardo, M.Sc.

Director de carrera

f. 

Ing. Jaime Rafael Hidalgo Aguilar, M.Sc.

Oponente

## ÍNDICE

RESUMEN .....	XIII
CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	2
Introducción .....	2
Definición del Problema .....	3
Justificación del Problema.....	3
Objetivos del proyecto.....	3
Objetivo General.....	3
Objetivos Específicos .....	3
Metodología de Investigación.....	3
CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	5
Conceptos generales de sistemas de puesta a tierra .....	5
Definición .....	5
Componentes .....	6
Conductores: .....	6
Punto de registro de puesta a tierra:.....	6
Pararrayos:.....	7
Tipos de electrodos.....	7
Electrodos de concreto armado o Ufer .....	7
Electrodo de varilla .....	8
Electrodos de placa .....	9
Electrodos para puesta a tierra en radio frecuencia .....	9
Mallas de puesta a tierra.....	9
Mejora de puesta a tierra – Sales electrolíticas .....	11
Tipos de acoplamiento o uniones.....	12
Uniones mediante elementos mecánicos.....	12
Uniones mediante soldadura (Bronce).....	13
Unión mediante soldadura exotérmica.....	13
Uniones mediante suelda autógena.....	14
Efectos de la energía eléctrica sobre el cuerpo humano .....	15
Referencias normativas en Ecuador .....	16
Objetivos de una puesta a tierra.....	20
Características y mediciones eléctricas del suelo.....	21
Medición por toma de muestras directas .....	22
Medición por uso de instrumentos .....	22
Medición de resistividad aparente.....	23
Medición por el método de Wenner .....	24
Medición por el método de Schlumberger - Palmer .....	25
Medición de impedancia de puesta a tierra.....	26
Características de la impedancia .....	28
Valor teórico de la resistencia de una puesta a tierra.....	29
Clasificación de las puestas a tierra .....	30
Protección por fuga de tensiones.....	30
Por servicio para equipos y elementos .....	31
Por interconexión entre bajantes a tierra.....	32
Por protección de sistemas eléctricos.....	32
Por coordinación como protecciones .....	32

Por blindaje a señales electrónicas.....	33
Por protección de sistemas electrónicos.....	33
Por protección contra descargas atmosférica .....	33
Por protección electrostática.....	33
Protecciones contra descargas atmosféricas .....	33
Definición de un rayo.....	33
Efectos y Propósito de un sistema de protección contra rayos .....	34
Elementos para la captación de un rayo .....	34
Tipos de pararrayos.....	36
DPS o apartarrayo.....	37
Diseño de sistema de protección contra descargas atmosféricas .....	38
Corrosión de materiales de cobre .....	42
Tipos de corrosión .....	42
El aire. – .....	42
Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra .....	45
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PROYECTO.....	48
Introducción .....	48
Medición de la resistividad del terreno .....	48
Normas aplicadas .....	48
Método aplicado. ....	48
Procedimiento para las mediciones de resistividad.....	49
Ubicación del terreno medido .....	50
Demostración de resultados .....	50
Diseño preliminar de la malla de puesta a tierra.....	53
Normas aplicadas .....	53
Método aplicado .....	53
Diseño preliminar de la malla.....	53
Selección del Conductor de la malla.....	53
Voltajes de paso y toque tolerables .....	54
Corriente de falla .....	57
Cálculo de la tensión de toque máxima .....	58
Cálculo de la tensión real de paso .....	60
Resultados del diseño de malla .....	61
Diseño preliminar del sistema de protección contra descargas atmosféricas.....	63
Normas aplicadas .....	63
Método aplicado .....	63
Cálculo de sistema de pararrayos.....	63
Estudio económico.....	70
CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	73
Conclusiones .....	73
Recomendaciones .....	74
Bibliografía .....	75

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano.....	16
Tabla 2 Requisitos para electrodos de puesta a tierra. ....	18
Tabla 3 Valores de resistencia de puesta a tierra.....	20
Tabla 4 Requisitos mínimos NFPA 780-9 Clase I.....	38
Tabla 5 Requisitos mínimos NFPA 780-9 Clase II.....	39
Tabla 6 Resultados de la resistividad del terreno. ....	51
Tabla 7 Valores mínimos y máximos de resistividad del terreno. ....	52
Tabla 8 Datos de malla a tierra. ....	61
Tabla 9 Selección del conductor. ....	61
Tabla 10 Tensión de paso y contacto tolerables. ....	62
Tabla 11 Datos de una varilla.....	62
Tabla 12 Resistencia de la malla.....	62
Tabla 13 Cálculo de resistencia puesta a tierra. ....	63
Tabla 14 Parámetros de pararrayos calculado. ....	69
Tabla 15 Costos en herramientas EPP'S entre otros para SPT .....	70
Tabla 16 Costos en mano de obra SPT .....	70
Tabla 17 Costos en materiales SPT.....	71
Tabla 18 Valor final de implementación del sistema de puesta a tierra.....	71
Tabla 19 Costos de herramienta para el sistema de pararrayos.....	71
Tabla 20 Costos de mano de obra para el sistema de pararrayos.....	72
Tabla 21 Costos de materiales para el sistema de pararrayos. ....	72
Tabla 22 Valor final de implementación del sistema de pararrayos. ....	72

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1 Disposición de un electrodo Ufer. ....	8
Figura 2 Instalación de electrodo de varilla en diferentes posiciones. ....	8
Figura 3 Electrodo de placa enterrado. ....	9
Figura 4 Disposición de una malla de puesta a tierra. ....	10
Figura 5 Electrodo en tierra con tratamiento químico. ....	11
Figura 6 Conexión a electrodo mediante conector tipo grillete. ....	13
Figura 7 Corte de sección del molde para suelda exotérmica. ....	14
Figura 8 Modo de instalación de un electrodo a tierra. ....	19
Figura 9 Telurómetro de cuatro puntas con pinzas de medición. ....	22
Figura 10 Esquema de medición de resistividad aparente. ....	24
Figura 11 Curva típica de resistividad. ....	26
Figura 12 Esquema para la medición de resistencia de puesta a tierra. ....	27
Figura 13 Esquema de sistema de protección sobre volumen a proteger. ....	35
Figura 14 Pararrayo tipo ESE. ....	36
Figura 15 Pararrayo tipo Franklin de 4 puntas. ....	37
Figura 16 Elementos internos de un apartarrayo. ....	38
Figura 17 Tipos de cubierta: Métodos de protección. ....	39
Figura 18 Disposición de protección según inclinación de cubierta. ....	40
Figura 19 Zona de protección en la que se muestra una esfera rodante. ....	41
Figura 20 Corrosión de un electrodo enterrado pozo con sales. ....	43
Figura 21 Equipo medidor de resistividad. ....	49
Figura 22 Esquema del método Wenner, empleado en el estudio. ....	49
Figura 23 Imagen satelital de la ubicación. ....	50
Figura 24 Esquema de líneas guía para mediciones. ....	51
Figura 25 Comportamiento de la Resistividad ( $\Omega \times m$ ) vs. distancia (d) ....	52
Figura 26 División y dimensionamiento de las cuadrículas de la malla o rejilla. ....	53
Figura 27 Datos del proyecto. ....	64
Figura 28 Asignación de áreas. ....	65
Figura 29 Cálculo de nivel de protección. ....	66
Figura 30 Mapa isocerámico global. ....	66
Figura 31 Categorización de pérdidas por impacto de rayo. ....	67
Figura 32 Resultados del cálculo de riesgo. ....	68
Figura 33 Área de protección del pararrayos. ....	69

## RESUMEN

Este proyecto abordó el desarrollo de un sistema de puesta a tierra en una planta industrial refinadora de sal en la ciudad de Guayaquil, como requerimiento indispensable para el óptimo funcionamiento del sistema eléctrico actual y de la misma forma preservar los equipos eléctricos y electrónicos que se encuentran instalados en esta fábrica. Se realizó un estudio de campo, se recopiló información de la planta refinadora de sal, en general, y en base a esto se determinó el método más acertado para su implementación, tomando en consideración módulos técnicos, financieros y medioambientales incluyentes para la planificación de un proyecto.

Un sistema básico está diseñado para cumplir dos funciones. La primera es establecer un marco equipotencial. La segunda es la de salvaguardar cualquier ser viviente mediante una conexión segura hacia una referencia a tierra, que reduzca el riesgo por choque eléctrico. Por tanto, se define como sistema de puesta a tierra a la interconexión de conductores, barras o varillas, por medio de una clase de soldadura exotérmica, las cuales van enterradas a una profundidad determinada por un previo estudio, permitiendo al excedente de flujo de las corrientes de falla que se dirija hacia la tierra, evitando daños en los equipos y salvaguardando la vida de las personas.

Este estudio se realizó con el fin de determinar los lineamientos y requisitos para el diseño de un sistema de puesta a tierra para una carga industrial enfocada a la refinación de sal, centrándose en normativas correspondientes (IEEE STD 81-2013, NFPA 70, NEC), mapas isoceráunicos georreferenciados y demás normativas nacionales e internacionales a nivel de distribución de energía eléctrica.

**Palabras clave:** Sistema de puesta a tierra, protección, varilla a tierra, malla a tierra, pararrayos, descargas eléctricas atmosféricas.

# **CAPÍTULO 1: DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

## **1.1 Introducción**

El nombre de la planta, la cual es objeto de estudio, se ha decidido omitir, por motivos éticos. Desde este momento se denominará como “La planta”. La planta, ubicada en la ciudad de Guayaquil, se encuentra permanentemente en la búsqueda de mejoras en torno a las certificaciones conseguidas, las cuales están encaminadas a mantener y conseguir el estándar de calidad, inocuidad y seguridad alimentaria. El cumplimiento de estas normativas conlleva a minimizar la ocurrencia de fallas eléctricas, aumentando la disponibilidad del equipo, y reducir el riesgo de accidentes para el talento humano presente en la planta.

Sea cual sea el tipo de instalación eléctrica, debe de existir un adecuado sistema de puesta a tierra, el cual evitará que ocurran daños a nivel de sistema eléctrico provocados por fallas externas o internas, esto permitirá mantener un punto referencial para que los niveles de voltaje se mantengan estables y en caso de alguna falla esta sea conducida y aterrizada evitando que esta se extienda hacia el sistema, disminuyendo los gradientes de potencial. Por tanto, es tema de interés para todos los sectores (Residencial, comercial, industrial), la implementación de un adecuado sistema de puesta a tierra, manteniendo las instalaciones bajo las normativas correspondientes de seguridad, de tal forma se evitan pérdidas materiales, o peor aún, pérdidas humanas. Al no tener un sistema eléctrico aterrizado, las fallas dan origen a variaciones de tensión que pudiendo conducir una diferencia de potencial hacia el equipo eléctrico o la persona que se encuentre en contacto a la carcasa o estructura metálica del equipo, provocando daños severos en estos equipos, paros no programados en la producción, disminución en los índices de confiabilidad y, en el caso del ser humano, daños irreversibles por el paso de tensión, e incluso la muerte.

Por esta razón y a raíz de los problemas citados, este proyecto estará orientado a mostrar que cálculos se deben de realizar y que métodos se deben de aplicar para destinar los recursos necesarios para la implementación de un correcto sistema de puesta a tierra.

## **1.2 Definición del Problema**

En el sistema eléctrico de la planta se han evidenciado problemas en equipos eléctricos, electrónicos y con el personal que labora en operaciones; causando interrupciones de la producción, aumento de los eventos de mantenimiento eléctrico correctivo, choques eléctricos hacia las personas que laboran en este lugar; afectando las actividades normales de planta, llevando incluso a poner en peligro la vida humana y el rendimiento de la fábrica.

## **1.3 Justificación del Problema**

Con el estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra en la planta, se podrá cubrir de manera ininterrumpida el sistema eléctrico, aportando un medio seguro para disipar corrientes eléctricas a tierra sin exceder los niveles de operación de la red y de los equipos, brindando protección a las personas limitando tensiones de paso y de contacto a valores seguros.

## **1.4 Objetivos del proyecto**

### ***Objetivo General***

Analizar la factibilidad para implementar un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de la planta.

### ***Objetivos Específicos***

Integrar todos los electrodos a tierra existentes y distantes por ubicación, hacia un sistema de puesta a tierra principal.

Mejorar la protección contra descargas atmosféricas existente en la celda de media tensión, mediante un pararrayos exterior.

## **1.5 Metodología de Investigación**

Este caso de estudio será de tipo deductivo, ya que se este análisis se realizará fundamentado en textos con base científica, normativas de organismos eléctricos internacionales y en metodología de mejora continua y seguridad industrial alimentaria.

También será de tipo cualitativo-cuantitativo, debido a que se recopilarán normativas y conceptos establecidos, así como datos numéricos y mediciones de campo, de esta forma se integrarán perspectivas para un resultado ideal.

## **CAPÍTULO 2: FUNDAMENTOS TEÓRICOS**

### **2.1 Conceptos generales de sistemas de puesta a tierra**

En todo tipo de instalación eléctrica, es necesario garantizar la seguridad de las personas que hacen uso de ella, por esto es necesario que cuente con las protecciones correspondientes en caso de cualquier falla. En el caso de instalaciones eléctricas de pequeña, mediana o gran cantidad de equipos, sean estos fijos o móviles y con estructuras susceptibles al deterioro ya sea desde el punto de vista mecánico o eléctrico, resulta fundamental la protección contra las fallas de aislamiento que dan lugar a la aparición de tensiones por contactos indirectos.

Dichas tensiones por contacto indirecto se originan en las estructuras metálicas, cuando un conductor energizado pierde aislamiento y establece contacto con dicha estructura, llegando a energizarla. Para minimizar los efectos de dichos contactos indirectos, toda instalación eléctrica debe contar con un sistema de protección; el método más efectivo y el que presenta la mayor seguridad para las personas es el sistema de Puestas a Tierra de Protección (IRAM, 2000).

### **2.2 Definición**

Un sistema de puesta a tierra se define como un mecanismo de seguridad que forma parte del sistema eléctrico general de una instalación el cual, conducirá eventuales desvíos de la corriente hacia una conexión a tierra, impidiendo de esta manera que las personas entren en contacto con la electricidad (CYPE, s.f.).

Todos los sectores o ramales de una instalación eléctrica, está unida de cierto modo a este sistema a través de un conductor a tierra, para que, en caso de una falla imprevista o de alguna falla de los aislamientos de cualquier equipo, los usuarios que se sitúen en ese lugar en particular, no sufran electrocución al entrar en contacto físico con los dispositivos involucrados en la falla. Varilla a tierra, conexión o malla a tierra, son otros de los nombres que se le da a este tipo de protección, la cual comenzó a usarse desde el siglo 19, cuando en aquel tiempo se hacía uso de los sistemas de comunicación por telégrafo (Márquez, 2003).

### **2.3 Componentes**

Los sistemas de puesta a tierra implican el uso de varios elementos para su correcta instalación, a los cuales van interconectados conductores, los que a su vez van acoplados a varillas o jabalinas, barras y flejes; estos usualmente son fabricados con materiales de cobre puro o cobre revestido y en algunas tendencias actuales, se emplea acero inoxidable (Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013).

Los componentes que encontraremos en un sistema de puesta a tierra son:

**Electrodos de puesta a tierra:**

La puesta a tierra debe de estar conformada por uno o varios electrodos, de tipo varilla, tubo, fleje, placa, alambre o cable desnudo. Estos electrodos pueden ser totalmente de cobre, o de aluminio, siguiendo los lineamientos de las normas vigentes para cada país.

Para el material del electrodo se puede emplear, además del cobre, cualquier otro material conductor o aleación, siempre y cuando se garantice su protección contra la corrosión mientras esté en servicio y que la resistencia del conductor no disminuya la efectividad del sistema de puesta a tierra, la cual tiene un tiempo de vida útil de 15 años (Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013).

#### ***Conductores:***

Los conductores del sistema de puesta a tierra, corresponde al cableado que dará interconexión entre los electrodos y el circuito eléctrico a proteger. Estos deberán ser continuos sin interruptores o dispositivos de desconexión, de preferencia sin empalmes, sin embargo, cuando sean empalmados, deberán de ser soldados eléctricamente mediante soldadura exotérmica, de manera que su empalme sea seguro para su uso e instalación (Hartwell, 2020).

#### ***Punto de registro de puesta a tierra:***

Punto de unión del electrodo o empalme que quedará al descubierto para revisiones o mantenimientos a futuro (Hartwell, 2020).

## **Pararrayos:**

Componente instalado obligatoriamente en el exterior, a una altura que certifique mediante las normas aplicables, la protección contra descargas atmosféricas de la edificación o estructura en general (Hartwell, 2020).

### **2.4 Tipos de electrodos**

#### ***Electrodos de concreto armado o Ufer***

Se llaman de esa manera en memoria de Herb Ufer (Ingeniero, 1927 – 1953), quien dirigió los laboratorios de los aseguradores (UL). Realizó pruebas de electrodos a tierra para arsenales en Arizona en 1942, los terrenos en este estado de los EE.UU. consistían de tierra arenosa los cuales impiden obtener una resistencia baja. Sin embargo, los electrodos de concreto armado que experimentó tuvieron una resistencia a tierra de 5 ohmios o menos. A partir de estos estudios, se adoptaron en varias estaciones de servicio y del ejército los electrodos Ufer, llegando a ser reglamentados dentro del National Electrical Code en el año 1968.

Consisten en usar en las estructuras nuevas, las varillas de acero del concreto armado como electrodo principal, siempre y cuando la cimentación haya sido diseñada para este fin con cables de tierra previamente conectados a las varillas. El concreto tiene una estructura química ligeramente alcalina e higroscópica, la combinación de estas características otorga iones libres que permiten al concreto exhibir una resistividad estable de unos 30 ohmios/metro.

Estos poseen la misma o menor resistencia a tierra que las varillas de cobre ordinarias y poseen una resistividad de 50 Ohmios/metro o menos al situarse en el terreno, ya enterrada (Márquez, 2003).

- Electrodo embebido en concreto

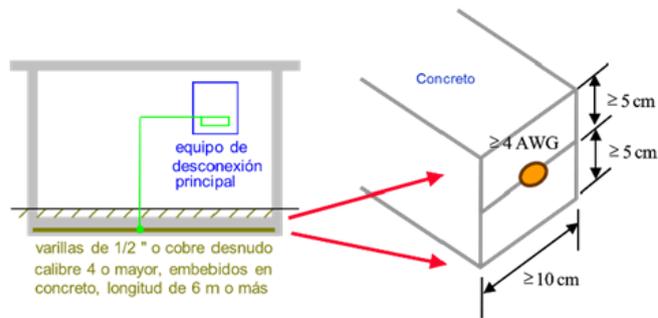


Figura 1 Disposición de un electrodo Ufer.

(Hartwell, 2020)

**Electrodo de varilla**

El electrodo más utilizado es el electrodo de varilla debido a su bajo costo y su fácil instalación, llamado también varilla Copperweld como nombre comercial. Tiene como función estar en contacto con estratos húmedos. En superficies con poco margen de profundidad, la instalación de estos electrodos se realiza en una posición diagonal, formando un ángulo conveniente de 45 grados; llegando a colocarse de manera horizontal si la profundidad es menor de 30 pulgadas (Hartwell, 2020).

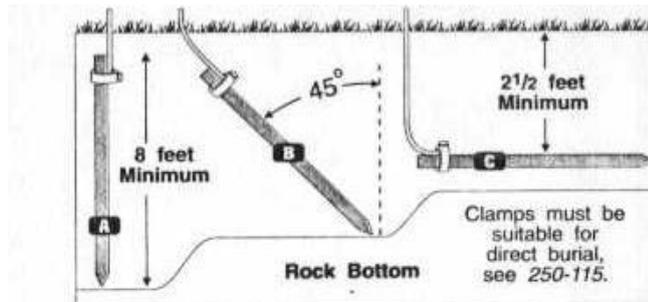


Figura 2 Instalación de electrodo de varilla en diferentes posiciones.

(Hartwell, 2020)

### ***Electrodos de placa***

Utilizados en suelos donde existe poca profundidad para su instalación, o en casos donde el área de acción en posición horizontal resulta más útil. Los electrodos de placa deben tener 0,2 metros cuadrados o más de superficie en contacto con el suelo (CYPE, s.f.).



*Figura 3 Electrodo de placa enterrado.*

**(CYPE, s.f.)**

### ***Electrodos para puesta a tierra en radio frecuencia***

En las torres de telecomunicaciones, es muy frecuente la instalación de la puesta a tierra a través de conductores en disposición tipo “pata de ganso”, la razón técnica se debe a la practicidad de que todos los cables confluyan en un solo punto, a diferencia de varios anillos de unión alrededor.

Los cables dispersan la energía de las descargas de manera eficiente. La intensidad formada será de un valor bajo, lo cual tendrá menor repercusión en cuanto a la elevación de tensión dentro del sistema (Soto & Gonzalez, 1999).

### ***Mallas de puesta a tierra***

La Norma Eléctrica Ecuatoriana indica que la colocación de la malla y varillas de puesta a tierra debe ir en base a los diseños indicados en las normas de la Empresa Distribuidora de Energía Eléctrica, previendo las derivaciones necesarias para las conexiones a tierra del neutro del transformador, todos los segmentos metálicos de los equipos a instalarse, ventanas y puertas de tableros.

El conductor a utilizarse será igual o mayor a calibre # 1/0 AWG (53,5 mm<sup>2</sup>) cableado con 19 hilos. (Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013)

Una malla está conformada por conductores en retículas cuadradas a distancias calculadas mediante diseños previos, enterrada entre distancias de medio metro y dos metros, dependiendo de las especificaciones técnicas dadas por estudios de resistividad de tierra.

El conductor perimetral de esta malla debe de ser continuo, sin empalmes ni uniones de ningún tipo, para evitar gradientes de potencial en el área del conductor, minimizando las concentraciones de intensidad.

Las uniones de los conductores entre as retículas se realizan mediante la técnica de la suelda exotérmica, así como los puntos y bajantes hacia los equipos y elementos en donde la falla deba ser contrarrestada de manera eficaz.

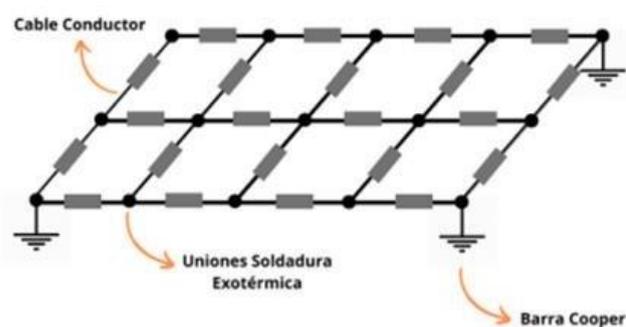


Figura 4 Disposición de una malla de puesta a tierra.

**(Terraweld, s.f.)**

Los cálculos de la malla requerida se realizan en base a normas establecidas, así como cables empleados en las mallas de tierra, que por su composición impidan la corrosión galvánica y, por ende, la oxidación de sus elementos. Muchas compañías eléctricas utilizan desde el diseño de las mallas de tierras, cable de cobre estañado, con el fin de bajar el potencial electronegativo entre los diferentes metales, esto, en terrenos donde existan resistividades bajas.

El cobre es el material utilizado a conveniencia por su buena conductividad, es resistente a la corrosión y tiene un punto elevado de fusión (1083 grados Celsius), su baja resistencia: temple suave, temple semiduro, temple duro.

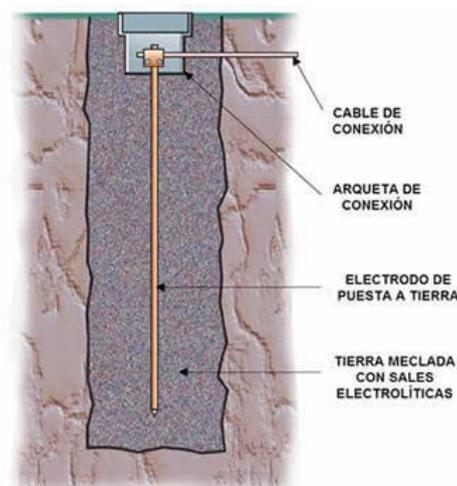
## 2.5 Mejora de puesta a tierra – Sales electrolíticas

Para la mejora de la resistividad del terreno, se opta por utilizar sales electrolíticas. Consiste en un compuesto químico con el que se consigue, a bajo costo, una notable reducción de la resistencia a tierra en terrenos de elevada resistividad.

Con la preparación adecuada, este compuesto químico se transforma en un material gelatinoso altamente higroscópico, el cual se distribuye por el terreno en forma de ramificaciones radiculares, esto permitirá absorber grandes cantidades de agua.

La superficie del electrodo estará en contacto con un terreno altamente conductor, con lo que la resistencia a tierra se ve notablemente reducida y, en consecuencia, el paso de la corriente del electrodo al terreno se realiza eficientemente, consiguiendo una baja resistividad. Este tipo de tratamiento químico mantiene las condiciones de baja resistividad durante un periodo de hasta 4 años.

La instalación entra en un control periódico, y en caso de que se produzca un incremento considerado de la resistencia a tierra, se repotenciará aplicando un nuevo tratamiento con sales electrolíticas.



*Figura 5 Electrodo en tierra con tratamiento químico.*

(Birt LH, 2020)

En todo caso, se recomienda mantener húmedo el terreno del pozo de puesta a tierra.

## **2.6 Tipos de acoplamiento o uniones**

Las uniones o acoplamientos que se deban hacer en una red de puesta a tierra, ya sea que esté por encima o por debajo del suelo, deben ser supervisadas para cumplir con los requisitos del conductor utilizado; esto se refiere a, conductividad eléctrica, resistencia a la corrosión, ampacidad y resistencia mecánica. Los acoplamientos o conexiones deben de ser lo suficientemente fuertes para que puedan soportar las fuerzas electromagnéticas de las corrientes de falla (IEEE, 2013).

En el siguiente apartado, se explica a detalle las técnicas empleadas para efectuar uniones seguras de conductores y electrodos.

### ***Uniones mediante elementos mecánicos***

Se suelen usar para puestas a tierra domiciliarias y en ciertos casos comerciales. Pueden ser mecánicas (conexión con perno y grillete) o hidráulicas (con terminal de compresión). Los conectores deben cumplir los requerimientos de los estándares vigentes. Estos estándares se verifican realizando pruebas de carácter físico y químico, con el fin de garantizar la calidad y grado de resistencia mecánico. La razón es porque tales conectores pueden permanecer invisibles en el terreno por cierto número de años, antes de que sean exigidos para operar.

En el caso de colocar pernos en las juntas entre metales incompatibles como el cobre y aluminio, se debe de tratar previamente las superficies con antioxidantes y cuando la conexión sea finalizada, se debe de cubrir con pintura o cajas herméticas con el propósito de preservar el elemento de los factores medioambientales (Procobre, 2011).

Las uniones deben de situarse sobre la superficie, considerando la

importancia de su posterior revisión por efectos de mantenimiento.



*Figura 6 Conexión a electrodo mediante conector tipo grillete.*

**(Orzúa, 2021)**

### ***Uniones mediante soldadura (Bronce)***

La conexión bronceada se emplea ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Este método tiene como ventaja proporcionar una baja resistencia de unión la cual no se corroe. Es importante que el bronceado sea efectivo.

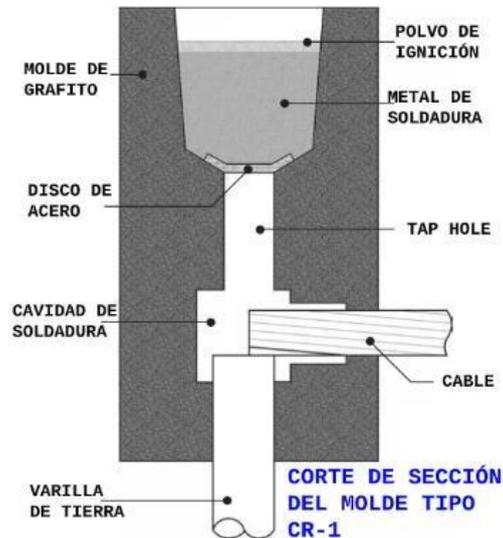
Son fundamentales las superficies planas limpias ya que los materiales de bronceado por lo general no fluyen como la soldadura.

Este tipo de soldadura requiere una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes (Procobre, 2011).

### ***Unión mediante soldadura exotérmica***

Este tipo de uniones se realizan mediante el uso de un molde de grafito, diseñado para ajustarse a las diferentes dimensiones de varios conductores empleados para este fin.

Con un percutor con piedra chispa se enciende el polvo compuesto por aluminio y óxido de cobre, los cuales al fundirse crean una cobertura sólida y pura en la unión entre conductores.



*Figura 7 Corte de sección del molde para suelda exotérmica.*

**(Ensys S.A.S., 2012)**

La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito. Estos moldes sirven para realizar hasta 100 fundiciones, la cual garantiza lo siguiente:

- Unión fija y de baja resistencia eléctrica, apto para intemperie.
- Una práctica que no requiere mayor instrucción, sin embargo, se debe tener cuidado para asegurar un buen acabado.
- Su labor a alta temperatura, permite que el calibre del cable pueda ser menor. (Procobre, 2011)

### ***Uniones mediante suelda autógena***

Se pueden realizar uniones mediante soldadura eléctrica o mediante combustible y oxígeno, sin que esto represente una pérdida en cuanto a sus propiedades.

La unión por soldadura de bronce es usada directamente en sitio, por la

facilidad de traslado de equipos y usa bronce como material aporte para formar una unión superficial entre dos conductores.

Se puede emplear soldadura por arco eléctrico envolviendo el área del material con gas argón, helio o nitrógeno. Esto reducirá la oxidación mientras se realiza el proceso de soldadura. (Procobre, 2011)

## **2.7 Efectos de la energía eléctrica sobre el cuerpo humano**

Los efectos de la energía eléctrica sobre el cuerpo humano van a depender de los siguientes factores:

- Intensidad de la corriente que lo traspasa.
- Duración del contacto con el cuerpo.
- Resistencia eléctrica del propio cuerpo.

Con respecto al último ítem, es necesario dotar a la persona con los mecanismos de protección indicados para minimizar este riesgo. Respecto a este mismo ítem, la resistencia eléctrica varía según las condiciones físicas, psíquicas y el estado de la piel de la persona (piel seca o húmeda).

Las consecuencias más peligrosas de tal exposición a la corriente eléctrica es un efecto conocido como fibrilación ventricular, la cual provoca la detención total del corazón y por ende detiene por completo la circulación del fluido sanguíneo por el cuerpo.

Se considera que la resistencia del cuerpo humano se encuentra entre los 3000  $\Omega$  para baja tensión y entre los 1000  $\Omega$  para alta tensión, siendo estos datos muy variables.

En la siguiente tabla se muestran los efectos de la energía eléctrica en el cuerpo humano según los valores que lo atraviesen:

Corriente que atraviesa el cuerpo humano (mA)	Efecto
0 - 1	Ligera sensación de hormigueo
1 - 6	Corrientes "de poder soltar" (let-go) aunque desagradable para sostener
6 - 9	Valores de umbral permisibles, la corriente no es mortal
9 - 50	La corriente no es mortal si se aplica durante intervalos decrecientes a medida que aumenta su intensidad. Musculos de la respiración se ven afectados por calambres que dan origen a muerte or asfixia.
50 - 500	Corriente indicadamente peligrosa en función decreciente con la duración de contacto que da lugar a la fibrilación cardiaca. Posible muerte del sujeto.
500 - ó mayor	Decrece la posibilidad de fibrilación, pero aumenta el riesgo de muerte por parálisis de los centros nerviosos o a causa de fenomenos secundarios.

*Tabla 1 Efectos de la corriente eléctrica en el cuerpo humano*

### **(Castro, 2010)**

Es importante enfatizar la importancia del umbral de fibrilación. Si las corrientes de choque se pueden mantener por debajo del valor del umbral mediante un sistema de puesta a tierra correctamente diseñado, pueden evitarse lesiones o la muerte.

### **2.8 Referencias normativas en Ecuador**

Los reglamentos y normativas en el país, aplicadas a los sistemas de puestas a tierra, se rigen al código eléctrico nacional del Ecuador (NEC), norma ANSI/NFPA (NEC EE.UU.), la norma ANSI/TIA y la norma IEC; las cuales se citan a continuación de manera específica.

**NEC-Ecuador - 15.1.9. –**

Medidas de protección contra voltajes peligrosos:

Se protegerá al operador de un equipo o maquinaria del riesgo de quedar sometido a voltajes peligrosos por contacto directo o por contacto indirecto. (Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013)

**ANSI/NFPA 70-250 (NEC EEUU). –**

Todo equipo eléctrico y electrónico, sus componentes como carcasas, gabinetes, racks y cualquier otro de material metálico, deberán ser apropiadamente aterrizados mediante conductores interconectados al sistema de puesta a tierra.

**NFPA 780. –**

Norma para la instalación de sistema de protección contra rayos.

**IEC 62305-3. –**

Norma para el diseño de un sistema de protección contra rayos.

**NFC 17-102:2011. –**

“Protection contre la foudre”. Sistemas de protección contra rayos mediante dispositivos ESE.

**IEC – 61000-5-2. –**

Si en un predio o edificación existe dos o más puestas a tierra, obligatoriamente deberán de estar interconectadas eléctricamente.

**IEC – 60364-5-54. –**

La presente norma indica la obligatoriedad de que los electrodos de puesta a tierra, cumplan con los requisitos mostrados en la siguiente tabla (IEEE, 2013).

TIPO DE ELECTRODO	MATERIALES	DIMENSIONES MÍNIMAS			
		Diámetro mm	Área mm <sup>2</sup>	Espesor mm	Recubrimiento µm
Varilla	Cobre	12,7			
	Aleaciones de cobre	12.7			
	Acero inoxidable	15			
	Acero galvanizado en caliente	16			70
	Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14			250
Tubo	Cobre	20		2	
	Acero inoxidable	25		2	
	Acero galvanizado en caliente	25		2	55
Fleje o cinta sólida	Cobre		50	2	
	Acero inoxidable		100	3	
	Cobre cincado		50	2	40
Cable trenzado	Cobre o cobre estañado	1,8 para cada hilo	50		
	Acero galvanizado en caliente	1,8 para cada hilo	70		
Alambre redondo	Cobre	8	50		
	Acero galvanizado	10	78,5		70
	Acero inoxidable	10			
	Acero recubierto de cobre	10			250
Placa sólida	Cobre		250000	1,5	
	Acero inoxidable		360000	6	

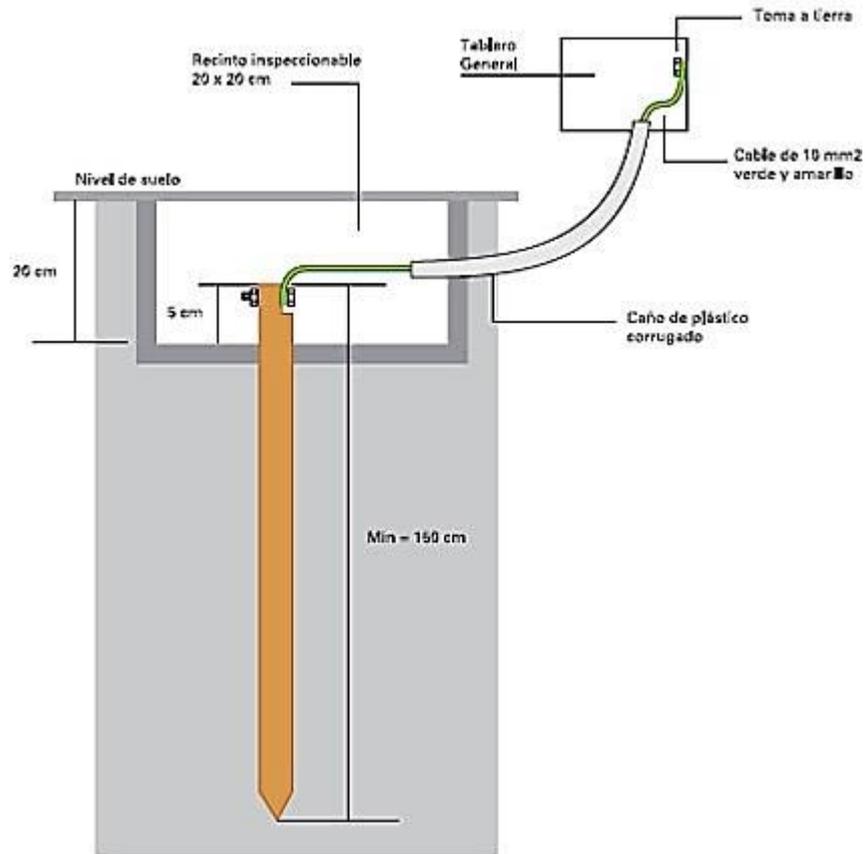
*Tabla 2 Requisitos para electrodos de puesta a tierra.*

(Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013)

#### **NEC-ECUADOR - 15.1.10.2.2. –**

Requisitos de instalación de electrodos:

Normativa que hace referencia al modo de enterramiento de la varilla, modo de soldadura de los puntos de conexión, disposición de cajas de registro para futuros mantenimientos.



*Figura 8 Modo de instalación de un electrodo a tierra.*

(Estrucplan, 2013)

### **IEC - 60364-4-442. –**

Valores de resistencia de puesta a tierra:

El valor de la resistencia de puesta a tierra es un parámetro que permite conocer el límite máximo de elevación de tensión y a su vez el nivel de control de voltajes transferidos. Referencias citadas en el siguiente cuadro (IEEE, 2013).

APLICACIÓN	VALORES MÁXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA
Estructuras de líneas de transmisión	20 OHMS
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1 OHMS
Subestaciones de media tensión	10 OHMS
Protección contra rayos	10 OHMS
Neutro de acometida en baja tensión	10 OHMS

*Tabla 3 Valores de resistencia de puesta a tierra.*

**(Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013)**

## **2.9 Objetivos de una puesta a tierra**

El objetivo de los sistemas de puesta a tierra es de asegurar la protección de los seres vivos y de los equipos que se encuentran conectados al mismo sistema, esto mediante la conexión de una malla que se encuentra cubierta en el suelo por tierra o diferentes materiales, los cuales van a dotar a este sistema de una resistencia pequeña para poder disipar intensidades de corriente de falla o desbalance.

Todo esto con el propósito de lograr medir una resistencia menor a  $5 \Omega$ , de esta forma se garantiza la estabilidad de funcionamiento de los dispositivos, lo cual a su vez priorizará en la seguridad y la protección del personal que lo opera.

Esto se cumple con alta probabilidad en tierras que posean baja resistividad, que sean planos y que sean homogéneos. Esto dentro de lo ideal (Soto & Gonzalez, 1999)

Sin embargo, muchas veces no se consigue tener un terreno en condiciones óptimas para implantar un sistema de puesta a tierra con excelentes mediciones, por lo que se realizan estudios geológicos previos, simulaciones computacionales, cálculos matemáticos, diseños innovadores, todo dentro de un marco normativo, con el fin de determinar las condiciones más cercanas a lo ideal (Argüello, 2020).

## 2.10 Características y mediciones eléctricas del suelo

En la fase de diseño de un sistema de puesta a tierra, se supervisan las variables de control en cuanto a tensiones de toque, de paso y las transferidas, estas variables serán determinadas por la resistencia resultante del sistema a tierra, el cual limita directamente el más alto valor de tensión, para fines referenciales, se toman los valores máximos de la tabla 3 (Valores de resistencia de puesta a tierra), en base a la norma técnica IEC - 60364-4-442.

El acatamiento de estos valores, no libra al diseñador o constructor de garantizar las tensiones de paso y contacto transferidas aplicadas a un ser vivo, en caso de una falla a tierra, no superen las máximas permisibles.

En caso de que existan valores elevados de resistividad en el terreno, elevados valores de corrientes de falla a tierra o tiempos extendidos de despeje de las mismas, se toman las siguientes previsiones para no exponer a las personas a tensiones por encima de los umbrales de tolerancia:

- Crear delimitaciones o hacer inaccesibles las zonas donde se prevea la superación de los umbrales de tolerancia para seres humanos.
- Colocar materiales o pisos de gran aislamiento.
- Colocar aisladores en todos los componentes o asas que puedan ser sujetados por las personas.
- En zonas críticas se deben establecer conexiones equipotenciales.
- Aislar el conductor del electrodo de puesta a tierra a su entrada en el terreno.
- Situar la señalización adecuada en las zonas de alta criticidad donde laboren profesionales competentes, contando con las instrucciones en general sobre el tipo de riesgo que conlleva y que estén dotados de los equipos de protección personal dieléctricos.

La resistividad del terreno se mide esencialmente con el objetivo de explorar la geología del subsuelo y detectar los puntos idóneos de aterramiento para cuartos de transformación, centros de servidores de red, grupos electrógenos, fábricas, torres de telecomunicaciones y en general cualquier sistema eléctrico que se necesite salvaguardar frente a eventos de fallas eléctricas (CIPROTEC, 2023).

La resistividad del terreno se puede obtener mediante toma de muestras directas, o mediante el uso de instrumentos de medición.

### ***Medición por toma de muestras directas***

Cuando el propósito del estudio de resistividad del suelo está encaminado a la geofísica o a la protección catódica, se toman muestras directas del suelo, líquidos o electrolitos y se hacen mediciones en laboratorio mediante instrumentos que se conocen como cajas Miller. Este método es un estándar ASTM G187 - 12a "Standard Test Method for Measurement of Soil Resistivity Using the Two Electrode Soil Box Method". (Gomez, 2019)

### ***Medición por uso de instrumentos***

El instrumento utilizado para medir la resistividad del suelo, se denomina telurómetro de baja corriente (10 mA), de cuatro puntas o picas, también es llamado "Megger de tierras".



*Figura 9 Telurómetro de cuatro puntas con pinzas de medición.*

(Gal electric, 2020)

Los instrumentos, de acuerdo a su modo de maniobra, se los puede clasificar en:

- Operatividad mediante compensación de equilibrio en punto cero.

- Operatividad mediante lectura inmediata.

En este último, se tiene los analógicos, digitales, los de toma simples y “Smart” con opciones a diversas conectividades.

El telurómetro inyecta una corriente de frecuencia diferente a 60 Hz, para evitar medir voltajes y corrientes de ruidos eléctricos (CYPE, s.f.).

### ***Medición de resistividad aparente***

En el sitio donde se vaya a instalar un sistema de puesta a tierra, se realiza un extenso trabajo geotécnico. Esto implica generalmente la exploración geológica, lo cual proporciona una considerable cantidad de datos sobre la naturaleza del suelo. El ingeniero encargado del diseño, debe tratar de obtener al menos la siguiente información:

- Tipo de suelo por capa.
- Contenido de humedad.
- Nivel de pH.
- Profundidad de las aguas subterráneas.

No es recomendable la determinación de la resistividad del suelo a partir de valores de resistencia medida entre las caras opuestas de una la muestra de suelo de dimensiones conocidas, debido a que las resistencias interfaciales no conocidas del suelo de la muestra y los electrodos están incluidas en el valor medido. (IEEE, 2013)

Conseguir una aproximación de la resistividad en base a muestras es difícil, debido a la dificultad de obtener muestras representativas de suelos homogéneos y en la duplicación de la compactación del suelo original y el contenido de humedad en la célula de prueba.

Cuando se habla de medir la resistividad aparente del terreno, existen diferentes métodos. Uno de los más comunes es el método tetraelectródico de Wenner, el más utilizado para aplicaciones eléctricas. Pueden utilizarse otros debidamente reconocidos y documentados dentro de las normas y prácticas de la ingeniería (Castro, 2010).

### Medición por el método de Wenner

En este método, las picas están igualmente espaciadas. Sea  $a$  la distancia entre dos picas adyacentes.

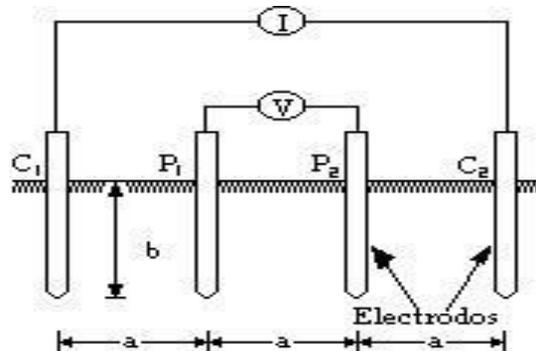


Figura 10 Esquema de medición de resistividad aparente.

(Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013)

Por lo tanto, la resistividad aparente  $\rho$  en términos de unidades de longitud en la que se miden  $a$  y  $b$  es:

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

Donde,

$\rho$  resistividad aparente, en Ohmios sobre metro.

$a$  distancia entre picas o electrodos contiguos, en metros.

$b$  es la profundidad del enterramiento del electrodo, en metros.

$R$  es la resistencia eléctrica medida en Ohmios, dada por  $V / I$ .

En teoría, los electrodos, deben ser electrodos hemisféricos de radio  $b$ . Sin embargo, en la práctica, se colocan cuatro picas generalmente en línea recta a intervalos  $a$ , a una profundidad no superior a  $0,1 a$ . Entonces, el usuario puede asumir  $b = 0$  y la ecuación se convierte en:

$$\rho = 2 \pi a R$$

Y resulta la resistividad aparente aproximada del suelo a la profundidad  $a$ .

Un conjunto de lecturas, tomadas con diferentes separaciones de sonda, proporciona un conjunto de resistividades que, cuando es representada contra la

separación, indica si hay capas distintas de diferente suelo o roca y da una idea de las resistividades y profundidades respectivas (Megias, 2016).

### ***Medición por el método de Schlumberger - Palmer***

Cabe mencionar que un punto a favor del método anteriormente citado es el decrecimiento acelerado del potencial entre los dos electrodos. Una de las desventajas del método de Wenner es la rápida disminución de la magnitud de potencial entre los dos electrodos centrales en momento que se los separe en distancias cada vez mayores (Terraweld, s.f.).

En los primeros años de mediciones, los instrumentos no eran precisos para medir los valores de bajo potencial, pero se desarrollaron mejoras en la sensibilidad y de esta forma se mitiga de gran manera este inconveniente.

Otra desventaja del método Wenner es el tener que cambiar la posición de las cuatro sondas para cada profundidad a medir.

Con el método de Schlumberger, las picas internas se colocan más cercanas y las picas externas se colocan más separadas. Difiere con el método Wenner, en el que se debe reubicar las sondas o picas para obtener las mediciones deseadas, ya que en el método de Schlumberger sólo se requiere reposicionar las sondas exteriores para realizar las mediciones posteriores.

El hecho de que se deba mover en menor cantidad de veces estas sondas de medición, hace que el método de Schlumberger, sea el más eficaz al momento de tomar datos de resistividad de suelos.

La ecuación se determina de la siguiente forma:

$$\rho = \pi c \frac{(c + d)R}{d}$$

La resistividad calculada es la resistividad aparente a la profundidad aproximada, que es la distancia desde el centro de la prueba a las sondas de corriente exteriores.

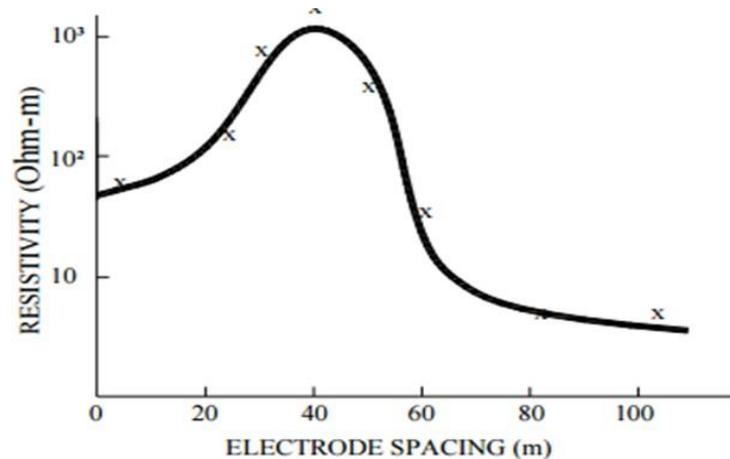


Figura 11 Curva típica de resistividad.

**(IEEE, 2013)**

Los dos métodos citados son ventajosos para tomar mediciones a lo largo de varios perfiles en cuanto al área de interés, para conocer cambios por capas en la resistividad del suelo e incluso para conocer interferencias causadas por conductores cercanos que se encuentren en el mismo nivel de suelo. Otra forma para saber que agentes ajenos a las propiedades del suelo no afectan a las mediciones, es repetir la misma medición en el mismo sitio, pero 90° con respecto a la primera. Los valores medidos deben estar correlacionados.

Antes de realizar cualquier tipo de medición de resistividad en el terreno, se debe asegurar de no colocar cables de prueba de gran longitud en paralelo con altas fuentes de corriente.

### ***Medición de impedancia de puesta a tierra***

Las mediciones de impedancia de una malla o electrodo de se han realizado desde mediados del siglo pasado y es una de las pruebas más frecuentes realizadas en las industrias y el sector eléctrico.

Antes de que un sistema eléctrico entre en funcionamiento, debe de medirse la resistencia del sistema a tierra, ya sea como una actividad de mantenimiento o como parte de la verificación del mismo (Gomez, 2019).

Para la medición se puede utilizar el método de caída de potencial, el cual se muestra en la siguiente gráfica:

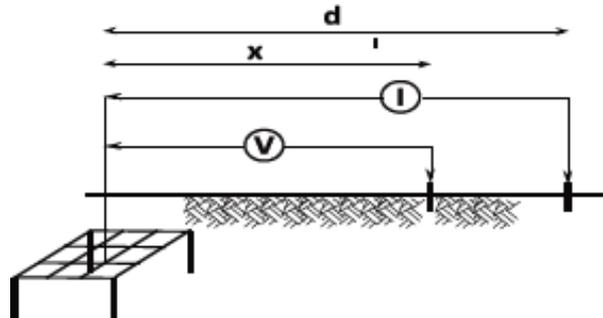


Figura 12 Esquema para la medición de resistencia de puesta a tierra.

### (Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013)

En donde,

$d$  es la distancia de ubicación del electrodo auxiliar de corriente, la cual será 6.5 veces la mayor distancia de la puesta a tierra a medir, para lograr una precisión del 95%. (IEEE, 2013)

$x$  es la distancia del electrodo auxiliar de tensión.

La resistencia de puesta a tierra en ohmios, se calcula con  $V / I$ .

Las mediciones de resistencia proporcionan datos de la elevación del potencial de tierra ( $I_t \times R_t$ ) del electrodo de masa.

Las conexiones a tierra tienen impedancias complejas, incluyendo componentes resistivos, capacitivos, e inductivos, todos los cuales afectan a su propia capacidad de transporte de corriente.

Aplicando este método, el valor de resistencia de puesta a tierra que se tomará, será cuando la posición del electrodo auxiliar de tensión se encuentra al 61.8 % de la distancia del electrodo auxiliar de corriente, siempre que el terreno sea uniforme. (Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013)

La resistencia de la conexión a tierra remota para resolver anomalías relacionadas con la frecuencia industrial, ya que se ve afectada por la resistividad de la tierra en el área de la conexión, dado que el sistema de puesta a tierra es menor en tamaño para que la resistencia domine la impedancia total (Estrucplan, 2013).

La NFPA y la IEEE indican que los valores aceptables de la resistencia de conexión a tierra deben promediar los 5 Ohmios; mientras que en NEC 250.56, indica que la impedancia del sistema debe ser de menos de 25 Ohmios,." (Hartwell, 2020)

Los valores de capacitancia e inductancia son de interés para los análisis en frecuencias más altas, como descargas atmosféricas, aplicaciones para comunicaciones de radio o sistemas de puesta a tierra muy grandes, esto es cuando la resistencia no es dominante en la impedancia total.

### ***Características de la impedancia***

La impedancia de un sistema de puesta a tierra depende mucho de la resistividad del suelo circundante, las dimensiones y la configuración del electrodo enterrado.

La composición de la tierra puede ser de varias combinaciones, suelo seco, arcilla, grava, pizarra, piedra arenisca, u otros materiales naturales de muy diversas resistividades. El suelo puede ser de cierta manera homogéneo sobre un área grande, o puede ser una combinación de capas del granito, arena, u otros materiales de alta resistividad, por lo que puede ser aislado en cuanto a propiedades en relación a las zonas circundantes.

Por tal motivo, la impedancia de la puesta a tierra puede variar con la estación meteorológica, la temperatura, el contenido de humedad y la densidad del cambio del suelo.

Los cálculos y la experiencia muestran que la eficacia de una malla de tierra depende intrínsecamente del tamaño total de la malla de tierra y la resistividad del suelo.

Añadir conductores, extender su tamaño o adicionar varillas de cobre a un sistema ya instalado puede reducir la impedancia de ese sistema a tierra, valor que disminuirá con la adición de cada conductor o varilla sucesiva.

Después de la instalación de una planta industrial o de otra estructura puesta a tierra, el asentamiento del suelo con cambios climáticos cíclicos anuales tiende a reducir la impedancia del suelo al cabo de los primeros dos años.

La impedancia de un electrodo se mide generalmente en términos de resistencia, ya que la reactancia es generalmente despreciable con respecto a la componente resistiva. El componente reactivo crece con el tamaño de la malla de tierra, especialmente cuando la malla de tierra está interconectada con sistemas de neutros puestos a tierra o con cables con flejes de puesta a tierra. La determinación del componente reactivo es necesaria cuando el análisis implica corrientes repentinas o de impulso.

La resistencia generalmente no cambia mucho después del primer año o dos de uso. Aunque la malla de tierra puede enterrarse solo medio metro por debajo de la superficie, la resistencia de la malla de tierra llega a ser baja con respecto a los cambios en la resistencia del plano de enterramiento.

La falta de relación entre la resistencia y la resistividad de la profundidad de enterramiento de la malla es esencialmente cierta para las redes equipadas con barras muy enterradas en lo profundo. Obviamente, esto no será cierto en suelos donde las redes se encuentran enterradas sobre un estrato de alta resistividad, tales como terrenos ricos en granito (Orzúa, 2021).

### ***Valor teórico de la resistencia de una puesta a tierra***

Los valores calculados de la resistencia de un electrodo a tierra remota pueden variar del valor medido debido a los siguientes factores:

- Insuficiencia de métodos analíticos empleados en cálculos de la resistencia.
- Resistividad de la tierra en el momento de la medición difiere de la asumida en los cálculos.
- Medida inexacta en el estudio de resistividad. Por ejemplo, el número y la dispersión de las pruebas, el espacio entre las sondas o uso de instrumentos carentes de calibración.
- La cercanía de estructuras metálicas enterradas y cables de tierra próximos al lugar de la prueba, que puede desviar una cantidad considerable de la corriente de prueba.
- Las lecturas con medidor tipo pinza pueden provocar grandes errores,

si la reactancia en el circuito de prueba es significativa en comparación con la resistencia del circuito de prueba, o si los filtros no llegan a filtrar las corrientes parásitas.

El contraste entre los valores de resistencia calculados y medidos puede llegar a ser el mínimo si las mediciones de resistencia y resistividad se realiza en condiciones climáticas similares (Birt LH, 2020).

## **2.11 Clasificación de las puestas a tierra**

En este apartado se señalará una clasificación sobre los diferentes tipos de sistemas de puesta a tierra, con el fin de visualizar de manera clara, la razón de su uso en un determinado tipo de sistema.

Se tratarán las ventajas y desventajas de sus interconexiones y los reglamentos que rigen su instalación en centros de transformación.

En cualquiera de los casos, el diseñador de sistemas de puesta a tierra, basado en criterios de ingeniería, podrá optar por:

- Interconectarlas, si verifica que no se producirán tensiones elevadas en baja tensión, o bien aplicando normativas vigentes en base al sitio donde funcionará el sistema a diseñar.
- Disponerlas de manera separada, en cuyo caso debe cumplir lo señalado sobre el aislamiento entre las instalaciones de tierra.

De acuerdo a su utilidad, se pueden clasificar (Hartwell, 2020):

### ***Protección por fuga de tensiones***

Es el punto de conexión directa a tierra, de las partes metálicas o no metálicas que, a pesar de no formar parte del sistema de conducción de energía, pueden llegar a conducir una diferencia de potencial por avería o contacto accidental; cumple con el propósito de proteger a las personas contra contacto con tensiones peligrosas. (Márquez, 2003)

Del mismo modo, en el Reglamento Nacional de Instalaciones Electromecánicas se indica la obligatoriedad de conectar a tierra las partes

metálicas de una instalación que no estén en tensión normalmente pero que puedan estarlo a consecuencia de averías, accidentes, descargas atmosféricas o sobretensiones. (Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013).

De este enunciado se indica que se pondrán a tierra los siguientes componentes:

- Estructuras y soportes de aparatos de maniobra.
- Carcasas de armarios y gabinetes metálicos.
- Puertas de gabinetes metálicos.
- Las barreras y cercas metálicas.
- Columnas, soportes, pórticos.
- Los blindajes metálicos de los cables.
- Tuberías y canales metálicos.
- Carcasas de transformadores, generadores, motores y otras máquinas.
- Los hilos de guarda o cables de tierra de las líneas eléctricas aéreas.

### ***Por servicio para equipos y elementos***

Es la conexión eléctrica que tiene como propósito, unir a tierra de manera temporal a las instalaciones que se encuentran sometidas a tensión en condiciones normales de servicio. (Márquez, 2003)

Directas, cuando no contienen otra resistencia que favorece el paso de una falla a tierra.

Indirectas, cuando a través de este paso existen resistencias o impedancias adicionales.

El Reglamento de Instalaciones Electromecánicas del Ecuador indica:

Se conectarán a tierra los componentes de la instalación necesarios, entre ellos:

- Los neutros de los transformadores que así se requieran, en instalaciones o redes con neutro a tierra de forma directa o mediante resistencias o bobinas.

- El neutro de grupos electrógenos y equipos en general.
- Equipos de mediciones directas e indirectas.
- Supresores de pico y transientes de potencial, limitadores, apartarrayos, pararrayos y demás sistemas de protección contra descargas atmosféricas.
- Elementos seccionadores para aterramiento de redes aéreas y subterráneas.

## **2.12 Por interconexión entre bajantes a tierra**

La interconexión de las tomas de tierra de servicio y protección de una instalación permite optimizar la resistencia global, así como reducir las diferencias de tensión entre las partes de la instalación a su mínima expresión.

Todas las puestas a tierra, siendo estas de protección y servicio de una instalación, deberán interconectarse constituyendo una instalación de tierra general. (Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013).

De acuerdo a su aplicación, se clasifican en:

### ***Por protección de sistemas eléctricos***

El propósito de conectar a tierra los sistemas eléctricos es limitar cualquier sobretensión que pueda resultar de descargas atmosféricas, fenómenos de inducción o de contactos no intencionales con cables de tensión más altos. Por esto, mediante un conductor apropiado se despeja la corriente de falla a tierra total del sistema, como parte del sistema eléctrico conectado al planeta tierra.

### ***Por coordinación como protecciones***

Tiene como propósito eliminar los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida de los seres vivos y las propiedades, de forma que operen las protecciones por sobreintensidad de los equipos.

### ***Por blindaje a señales electrónicas***

El objetivo de este tipo de puesta a tierra es la eliminación de frecuencias diferentes que puedan contaminar la señal local deseada. Se consigue mediante blindajes de todo tipo conectados a una referencia cero o a tierra.

### ***Por protección de sistemas electrónicos***

Su misión fundamental es la de proteger elementos semiconductores de sobretensiones causadas por anomalías en el sistema, de tal forma que en caso de fallas causadas por picos inesperados de tensiones se disponen de dispositivos entre conductores activos y tierra.

Para evitar el daño u obsolescencia de los elementos semiconductores por sobretensiones, se instalan dispositivos de protección, de tal forma que se limitan los picos de sobretensión conectados entre los conductores activos y tierra.

### ***Por protección contra descargas atmosférica***

Su propósito es el de drenar a tierra las corrientes producidas por descargas atmosféricas, sin crear mayores daños hacia personas o propiedades.

Esto se logra con una malla metálica igualadora de potencial conectada al planeta tierra que cubre los equipos o edificios mediante un pararrayos instalado en la parte más alta del predio o edificación.

### ***Por protección electrostática***

En este tipo de protección, neutraliza cargas electrostáticas que puedan producirse en aisladores y materiales dieléctricos, mediante una conexión al planeta tierra como referencia de potencial cero. En este caso, cada sistema de tierra debe conectarse a un solo circuito correspondiente.

## **2.13 Protecciones contra descargas atmosféricas**

### ***Definición de un rayo***

Elementalmente, este fenómeno físico se produce cuando las partículas que

chocan dentro de las nubes de tormenta, hacen que aumente el desequilibrio entre las nubes y la tierra. Los objetos en la tierra se cargan positivamente, permitiendo el paso de la corriente entre ellos y las nubes de tormenta negativas, enviando cargas negativas a la superficie de la tierra.

Los rayos pueden viajar en promedio a 440 km/s, contener hasta mil millones de voltios de electricidad y ser 5 veces más calientes que la superficie del sol. Las probabilidades de ser alcanzado por un rayo son muy bajas, sin embargo, cada año mueren aproximadamente 27 personas por ser golpeadas por un rayo, mientras que otras 243 quedan heridas. (Argüello, 2020).

### ***Efectos y Propósito de un sistema de protección contra rayos***

Los efectos de un rayo pueden generar impactos con consecuencias directas o indirectas. Estos pueden afectar el interior de las instalaciones de fábricas, hogares, centros comerciales, recintos militares, aeródromos, etc., y afectar estos lugares mediante las líneas de suministro eléctrico, líneas de comunicaciones de cualquier tipo aéreo y también a través de las estructuras metálicas ya sea por contacto o por inducción, incluso por raíces de árboles. Por tanto, es necesario que los equipos estén protegidos frente a este tipo de eventualidades.

El objetivo principal del sistema de protección contra descargas atmosféricas es el de brindar resguardo a una estructura contra daños físicos y lesiones a los seres vivos debido a las tensiones de paso y las tensiones de contacto.

### ***Elementos para la captación de un rayo***

Los siguientes elementos son los utilizados actualmente en la protección contra rayos:

- **Varillas con puntas receptoras**

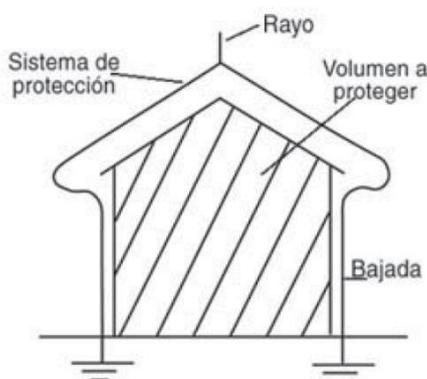
Su misión es la de atraer la descarga atmosférica que se produzca, causando la excitación atmosférica conduciéndola desde el punto más alto de la edificación o estructura, para que, incida en su zona de influencia y derivar a tierra la corriente del rayo.

- **Conductores tendidos receptores**

Protección conformada por uno o más conductores aéreos situados sobre la estructura a proteger. Los conductores se unen a tierra mediante electrodos. El área protegida vendrá dada por el área formada por el conjunto de conductores aéreos.

- **Mallas de conductores receptores**

Consiste en la recepción del rayo a través de un conjunto de puntas captadoras unidas entre sí por un cable conductor formando una malla, mediante la cual se deriva la descarga a tierra a través de una red de conductores.



*Figura 13 Esquema de sistema de protección sobre volumen a proteger.*

**(IRAM, 2000)**

La descarga siempre se conducirá hacia tierra, por lo cual una determinada estructura siempre interceptará los “conductores bajantes” que ingresen al volumen de captación.

Un estudio efectuado de manera rigurosa determinará el número de terminales aéreos que deben ser empleados, su colocación física y el grado de protección logrado.

La medida de dotar a un edificio de un adecuado sistema de protección contra rayos, depende de factores como la probabilidad de caídas de rayo en la zona, gravedad y consecuencias para personas, maquinarias y operatividad en la industria.

Bajo la norma NFPA 780 - 2020 se estandariza la instalación de los sistemas de protección contra descargas atmosféricas (Rayos).

## ***Tipos de pararrayos***

### **Pararrayo ESE**

El pararrayo ESE (Early Streamer Emission) o por su traducción como “captadores por emisión temprana ascendente”, son llamados también pararrayos ionizantes o pararrayos PDC (Pararrayos con Dispositivo de Cebado).

El cebado es un término técnico, usado para señalar un proceso que origina un arco eléctrico, por ejemplo, la acción realizada al inicio de un trabajo de soldadura con arco eléctrico.

El radio de protección de un pararrayos con dispositivo de cebado depende de su tiempo de avance, del nivel de protección de la estructura que protege y de su altura sobre el punto a proteger. El mayor que puede aplicarse, según la normativa, es de 60 microsegundos.

Debido al avance de cebado que tienen los pararrayos tipo ESE, estos protegen en mayor volumen la edificación en la que se encuentren instalados (Ensys S.A.S., 2012).



*Figura 14 Pararrayo tipo ESE.*

**(Gal electric, 2020)**

### **Pararrayo Franklin**

Un Pararrayo tipo Franklin, está especificado para la protección externa contra el rayo. Pueden utilizarse como único elemento captador o formar parte de sistemas de protección pasivos, añadiéndose como protección en mallas conductoras.

Suelen ser fabricados de forma cónica, tienen una punta perfectamente aguzada y estética, como materiales en acero inoxidable, su longitud estándar está por sobre los dos metros y puede ser aumentada adjuntando elementos alargadores en acero tratado o acero inoxidable (Gal electric, 2020).



*Figura 15 Figura 15. Pararrayo tipo Franklin de 4 puntas.*

(Gal electric, 2020)

### **DPS o apartarrayo**

Los DPS (Dispositivos de protección contra sobretensiones) son mecanismos ampliamente utilizados para enfrentar sobretensiones en los sistemas eléctricos de distribución. Se utilizaban inicialmente para enviar a tierra las sobretensiones causadas por las descargas atmosféricas. En años posteriores se empezaron a utilizar para desviar sobretensiones internas, esto a medida que los voltajes de operación fueron aumentando, a partir de ahí se empezaron a difundir como descargadores de sobretensiones internas.

La función de este dispositivo es la de descargar de manera rápida y sin causar daño, las sobretensiones que pongan en peligro el aislamiento del sistema.

En nuestro medio este tipo de protección es llamada como apartarrayo, se les puede ver instalados de manera externa, en transformadores de servicio o distribución, como de manera interna en celdas de interrupción sean estas comerciales o industriales.

Entre las características de los apartarrayos, podemos mencionar el impulso de voltaje de disparo y el voltaje de disipación posterior, es decir el voltaje que aparece en los terminales de los extremos en el instante del paso de la descarga (Megaw, 2016).



Figura 16 Elementos internos de un apartarrayo

(Megaw, 2016)

### Diseño de sistema de protección contra descargas atmosféricas

Las edificaciones ordinarias, deben ser protegidas de acuerdo con lo establecido en la norma NFPA 780-9. (NFPA, 2008)

Tipo de conductor	Parámetro	Cobre		Aluminio	
		SI	EE. UU.	SI	EE. UU.
Terminal aéreo, sólido	Diámetro	9.5 mm	¾ pulg.	12.7 mm	½ pulg.
Terminal aéreo, tubular	Diámetro	15.9 mm	¾ pulg.	15.9 mm	¾ pulg.
Conductor principal, cable	Espesor de pared	0.8 mm	0.033 pulg.	1.63 mm	0.064 pulg.
	Tamaño de cada filamento		17 AWG		14 AWG
Conductor de interconexión, cable (sólido o trenzado)	Peso por longitud	278 g/m	187 lb/1000 pies	141 g/m	95 lb/1000 pies
	Área transversal	29 mm <sup>2</sup>	57,400 cir. mils	50 mm <sup>2</sup>	98,600 cir. mils
Conductor de interconexión, tira sólida	Tamaño de cada filamento		17 AWG		14 AWG
	Área transversal		26,240 cir. mils		41,100 cir. mils
Conductor principal, tira sólida	Espesor	1.30 mm	0.051 pulg.	1.63 mm	0.064 pulg.
	Ancho	12.7 mm	½ pulg.	12.7 mm	½ pulg.
Conductor principal, tira sólida	Espesor	1.30 mm	0.051 pulg.	1.63 mm	0.064 pulg.
	Área transversal	29 mm <sup>2</sup>	57,400 cir. mils	50 mm <sup>2</sup>	98,600 cir. mils

Tabla 4 Requisitos mínimos NFPA 780-9 Clase I.

Las edificaciones ordinarias de no más de 23 metros de altura, deben ser protegidas con materiales de clase I, como se muestra en la tabla 6. (NFPA, 2008)

Mientras que las edificaciones ordinarias que pasen de los 23 metros de altura, deben ser protegidas con materiales de Clase II, como se muestra en la tabla 6.

Tipo de conductor	Parámetro	Cobre		Aluminio	
		SI	EE. UU.	SI	EE. UU.
Terminal aéreo, sólido	Diámetro	12.7 mm	½ pulg.	15.9 mm	¾ pulg.
Conductor principal, cable	Tamaño de cada filamento		15 AWG		13 AWG
	Peso por longitud	558 g/m	375 lb/1000 pies	283 g/m	190 lb/1000 pies
	Área transversal	58 mm <sup>2</sup>	115,000 cir. mils	97 mm <sup>2</sup>	192,000 cir. mils
Conductor de interconexión, cable (sólido o trenzado)	Tamaño de cada filamento		17 AWG		14 AWG
	Área transversal		26,240 cir. mils		41,100 cir. mils
Conductor de interconexión, tira sólida	Espesor	1.30 mm	0.051 pulg.	1.63 mm	0.064 pulg.
	Ancho	12.7 mm	½ pulg.	12.7 mm	½ pulg.
Conductor principal, tira sólida	Espesor	1.63 mm	0.064 pulg.	2.61 mm	0.1026 pulg.
	Área transversal	58 mm <sup>2</sup>	115,000 cir. mils	97 mm <sup>2</sup>	192,000 cir. mils

Tabla 5 Requisitos mínimos NFPA 780-9 Clase II.

(NFPA, 2008)

Si una sección de la edificación supera los 23 metros de altura y las partes restantes no superan los 23 metros de altura, la exigencia sobre terminales aéreos y conductores de Clase II debe aplicarse sólo a la parte que exceda los 23 metros de altura.

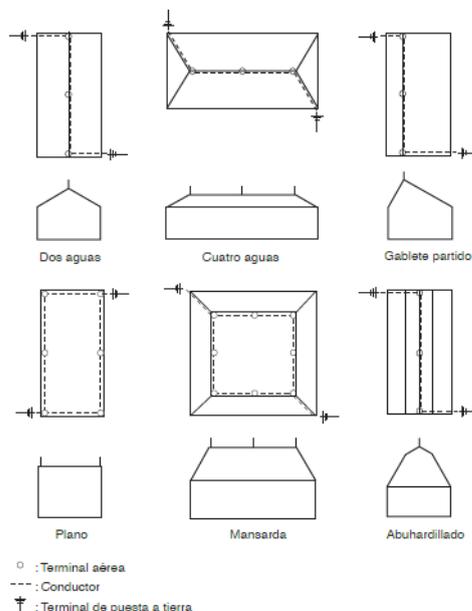


Figura 17 Tipos de cubierta: Métodos de protección.

(NFPA, 2008)

De la misma forma, los conductores bajantes de la sección más alta deben extenderse hasta la tierra y deben ser interconectados al resto del sistema.

En cuanto a la protección de la edificación considerando la altura e inclinación de cubiertas, a los fines de la presente norma, se deben cumplir con lo que se muestra en la siguiente ilustración:

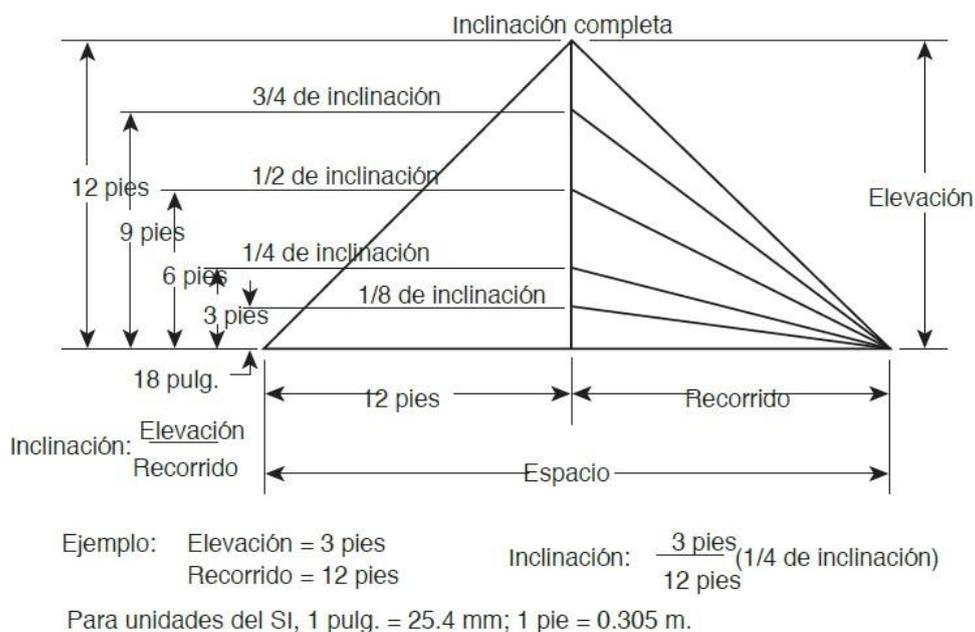


Figura 18 Disposición de protección según inclinación de cubierta.

(NFPA, 2008)

En cuanto a los materiales a utilizar, la norma indica que los sistemas de protección deben estar compuestos de elementos que sean resistentes o estén protegidos contra la corrosión. Se prohíbe el uso de combinaciones de materiales que formen pares electrolíticos de manera que, en presencia de la humedad, se acelere la corrosión.

Respecto al cobre, debe ser del grado requerido para trabajos eléctricos comerciales y debe poseer una conductividad del 95 % cuando esté recocido.

Las aleaciones de cobre deben ser tan resistente a la corrosión como el propio cobre.

No está permitido el uso del aluminio cuando existiera la posibilidad de

contacto con la tierra o cuando existiere la posibilidad de un deterioro acelerado. Por lo tanto, si se usa aluminio, debe ser de grado eléctrico.

Es importante señalar que los materiales de cobre para protección contra rayos no deben ser instalados ni estar en contacto con techos de aluminio, con cubiertas exteriores de aluminio ni con superficies de aluminio. Del mismo modo que los materiales de aluminio para protección contra rayos no deben ser instalados ni estar en contacto con superficies de cobre.

La geometría de la edificación debe determinar la zona de protección. La zona de protección debe incluir el espacio en el que no pueda introducirse una esfera rodante con un radio de 46 metros (NFPA, 2008).

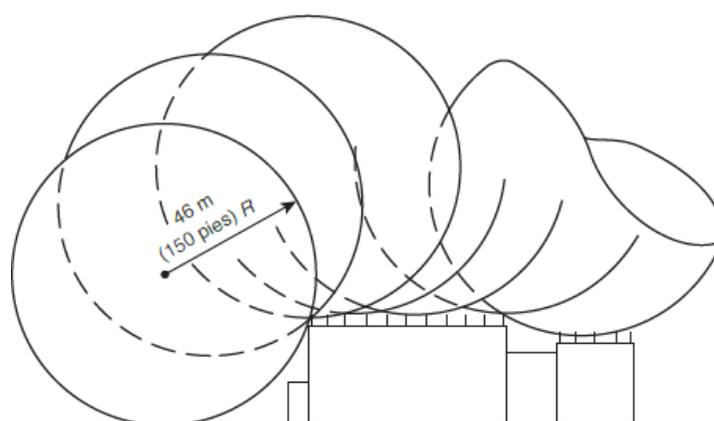


Figura 19 Zona de protección en la que se muestra una esfera rodante.

(NFPA, 2008)

Cuando la esfera sea tangente al terreno y descansa contra un elemento receptor de descargas, se considera que todo el espacio del plano vertical entre los dos puntos de contacto y bajo la esfera están bajo la zona de protección.

Debe girarse la esfera en todas las posibles ubicaciones para determinar la zona de protección.

Bajo el método de la esfera rodante, la distancia horizontal deberá ser calculada por la siguiente fórmula:

$$d = \sqrt{h_1(2R - h_1)} - \sqrt{h_2(2R - h_2)}$$

Donde,

d es distancia horizontal protegida,

h1 es altura del techo más alto,

R es radio de la esfera rodante (46 metros),

h2 es la altura del techo más bajo (parte superior del objeto).

La aplicación de esta fórmula debe aplicarse en una distancia de impacto de 46 metros. Para que la fórmula sea efectiva, la esfera debe ser, o bien tangente a la cubierta más baja o estar en contacto con la tierra y en contacto con el lado vertical de la sección más alta (**Birt LH, 2020**).

## **2.14 Corrosión de materiales de cobre**

Dado que los sistemas de puesta a tierra pueden ser requeridos en cualquier ubicación geográfica, estos estarán expuestos a un amplio rango de ambientes. Ya sea en el aire, para electrodos o receptores aéreos, o bajo tierra, para electrodos disipadores o conductores, los componentes de puesta a tierra pueden estar en contacto con diferentes agentes externos que afecten su composición física.

Ya que los sistemas a tierra son una parte crítica del sistema eléctrico en general y que de su integridad dependa el buen funcionamiento de la instalación, la seguridad requerida puede ser garantizada mediante una cuidadosa selección de materiales (**Ministerio de Industria, 2014**).

### ***Tipos de corrosión***

#### ***El aire. –***

En el aire, la corrosión puede ser causada por reacción química con la lluvia que ha disuelto gases circundantes a la instalación, provocados por procesos industriales.

#### ***Subterránea. –***

En cuanto a este tipo de corrosión, se puede hablar de dos casos:

- La corrosión general uniforme, la cual causa un desgaste de manera integral, llevando a fracturas parciales o totales.

- La corrosión de desgaste, esto en áreas pequeñas, selectivas.

En este último caso, se considera de gravedad para tuberías, pero de impacto leve para placas o flejes de puesta a tierra.

Puede darse el caso que existan otra clase de equipos presente en el área y que puedan aportar en la corrosión de estos componentes. Pueden existir tensiones residuales permanentes en la instalación eléctrica que afecten la tasa de corrosión y desgaste o promover una acción electrolítica para el entorno (Lyncole America Latina, 2011).



*Figura 20 Corrosión de un electrodo enterrado pozo con sales.*

(Lyncole America Latina, 2011)

Continuación, se citarán dos fuentes de corrosión en general:

### **Corrosión bimetalica. –**

Si dos o más metales diferentes se unen en el interior de un fluido eléctricamente conductor, como ocurre con los elementos bajo tierra (Gomez, 2019).

El efecto sacrificio es utilizado en cuanto a desgaste de metales, en este caso, el metal más susceptible como el corroído.

La corrosión severa se puede experimentar en puntos de conexión entre metales diferentes, por ende, esto provocará un aumento en el valor nominal de la

resistencia por contacto eléctrico en partes con contacto con medios húmedos.

Por tal motivo, debe mantenerse un mínimo de potencial eléctrico a través de ellos para asegurar

Por esto se deben de tomar las debidas precauciones para asegurar la afinidad de elementos conformados por diferentes metales (Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción, 2013).

### **Corrosión química. –**

Un pH de 7.0 se considera neutral y en valores mayores a 7.0 son alcalinos y en valores menores son ácidos. Este tipo de corrosión es causada entre soluciones acidas y las superficies de los metales expuesto al compuesto químico. El avance de la corrosión en el metal dependerá de la incompatibilidad química.

Entre los factores por abrasión, podemos mencionar:

- Corrosión por el medio que lo rodea, donde pueden darse fallas por fatiga bajo condiciones de contacto con líquidos o atmósfera corrosiva.
- Corrosión por fisuras, cuando existen fracturas de cubiertas o componentes, como puede suceder entre juntas o empalmes mal resueltos, pueden formarse pequeños depósitos donde el agua se encuentra estancada y esto promueva el crecimiento de bacterias anaerobias.
- La fermentación de bacterias en el subsuelo causa la descomposición de bacterias orgánicas, dando paso al enmohecimiento por humedad, proliferando hongos y líquenes que producen fuerte oxidación en los materiales que, aunque el cobre no se vea afectado, crea una capa verdosa en su superficie, desluciendo las conexiones existentes.

### **Oxidación atmosférica. –**

El cobre forma dos óxidos, ambos tienden a ser conductores. En un entorno de aire húmedo se forma primero óxido cuproso y gradualmente oscurece a negro de óxido cúprico. Si el cobre se calienta, puede formarse óxido de cobre con más facilidad.

Cuando el cobre se encuentra expuesto al ambiente húmedo, se forma una capa protectora verdosa. Esta capa inhibe la corrosión (Procobre, 2011).

## **2.15 Mantenimiento de sistemas de puesta a tierra**

Los componentes del sistema de puesta a tierra tienden a perder su efectividad con el paso de los años, a causa de la corrosión, fallas eléctricas, daños mecánicos e impactos de rayos.

Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una periódica revisión y fiabilidad del sistema de puesta a tierra.

La inspección debe ser realizada por personal calificado, evidenciando su estado mediante registros de lo inspeccionado para que luego se realice la validación de lo observado. La observancia de los sistemas críticos, deben ser definidos por cada empresa o usuario, sin embargo, los intervalos pueden variar, según condiciones climáticas locales, fallas que comprometan la integridad del sistema a evaluar, normas de seguridad industrial, exigencias de compañías de seguros, procedimientos o regulaciones técnicas de empresa.

Realizar una prueba de impedancia del sistema de tierra no necesariamente detectará corrosión en los componentes bajo el terreno, por lo que hay que realizar revisiones visuales necesariamente para evidenciar las condiciones físicas del sistema y su operatividad.

En el caso de electrodos asociados con redes de media o alta tensión, hoy en día se recomienda una excavación selectiva e inspección directa de los electrodos (CIPROTEC, 2023).

En conclusión, la periodicidad con la que se debe de realizar el mantenimiento, va a estar ligada directamente a las dimensiones y clase de sistema, como también a los niveles de tensión en lo que se encuentra operando, tal es el caso de una subestación donde la periodicidad se rige de manera bimensual o hasta mensual, a diferencia de una planta industrial puede tomarse como anual o bianual.

Es importante mencionar que en lugares donde existe concurrencia masiva de personas, una revisión o mantenimiento preventivo se considera de manera semestral, tomando en consideración que cantidades mayores de personas están expuestas a riesgos como choques eléctricos con partes metálicas circundantes en dicha área.

En general, el propósito es el de realizar dos tipos de mantenimiento:

- Inspección a intervalos frecuentes de aquellas componentes que son accesibles o que pueden fácilmente hacerse accesibles.
- Examen, incluyendo una inspección más rigurosa que aquella posible por el primer tipo, incluyendo posiblemente prueba (Consejo Nacional de Técnicos Electricistas, 2013).

### **Inspección. –**

La inspección del sistema de tierra en una instalación está asociada con la visita para otra labor de mantenimiento. Esto se realiza a nivel de fiscalización, verificando si existen signos de avería, abrasión o falta de componentes por algún acto de agresión o allanamiento.

Se resume de esta forma como proceder en los diferentes tipos de instalaciones:

- **Instalaciones domésticas y comerciales.** Las revisiones se realizan paralelamente con trabajos relacionados. Se debe de inspeccionar y detallar recomendaciones en caso de que las hubiere, si existe algún incumplimiento con las normas locales de la empresa distribuidora de energía eléctrica.
- **Industrias.** La frecuencia de las inspecciones debe realizarse bajo las normas locales vigentes y en caso de no estipularse, se adoptan como referencia las regulaciones IEC y NFPA en el caso de América (Gal electric, 2020). Los registros de revisiones en este caso son esenciales debido a procesos auditables y control de mejoras en cada empresa.
- **Instalaciones con protección contra descarga de rayo.** Aplica de la misma forma como en el caso de las industrias; revisiones e inspecciones de materiales sacrificio, basado en las mismas regulaciones sean estas locales o internacionales.
- **Subestaciones de distribución industriales o de la compañía eléctrica.** Las inspecciones visuales en este caso se realizan con mucho control debido al riesgo que representa el nivel de las tensiones de paso y de toque en este tipo de sistemas. La periodicidad puede ser basada por criterio propio de los departamentos pertinentes.
- **Subestaciones principales de compañías eléctricas.** Las

subestaciones se encuentran en un monitoreo constante, de manera remota como parte del control integral y como inspecciones en sitio se consideran de 6 a 8 veces al año (Lyncole America Latina, 2011).

## **CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE PROYECTO**

### **3.1 Introducción**

El siguiente estudio analiza desde el punto de vista eléctrico, las condiciones actuales del terreno donde se proyecta la implementación de un sistema de puesta a tierra, respetando las normativas vigentes.

### **3.2 Medición de la resistividad del terreno**

#### ***Normas aplicadas***

- IEE STD 81-1983 ASTM G57-95a.
  
- IEEE STD 81-1983. GUIDE FOR MEASURING EARTH RESISTIVITY, LAND IMPEDANCE, AND EARTH SURFACE POTENTIALS OF A GROUNDING SYSTEM.

#### ***Método aplicado.***

El método de los cuatro puntos de Wenner es el método más preciso y popular.

El método obtiene la resistividad del suelo para capas profundas sin enterrar los electrodos a dichas profundidades. No es necesario un equipo pesado para realizar las mediciones, los resultados no son afectados por la resistencia de los electrodos auxiliares o los huecos creados para hincarlos en el terreno.

En este método se entierran cuatro picas en cuatro huecos en el suelo, a una profundidad “p” y espaciados una distancia “d” de manera perpendicular, como se muestra en la Figura 20.

## Procedimiento para las mediciones de resistividad

- Equipo utilizado: Chauvin Arnoux 6472 Ground Tester.



Figura 21 Equipo medidor de resistividad.

- Se clavan las 4 picas de tierra en línea recta a una distancia "d" entre ellas y a una profundidad  $p < 1/3d$ , los cables serán conectados como se presenta en el siguiente diagrama:

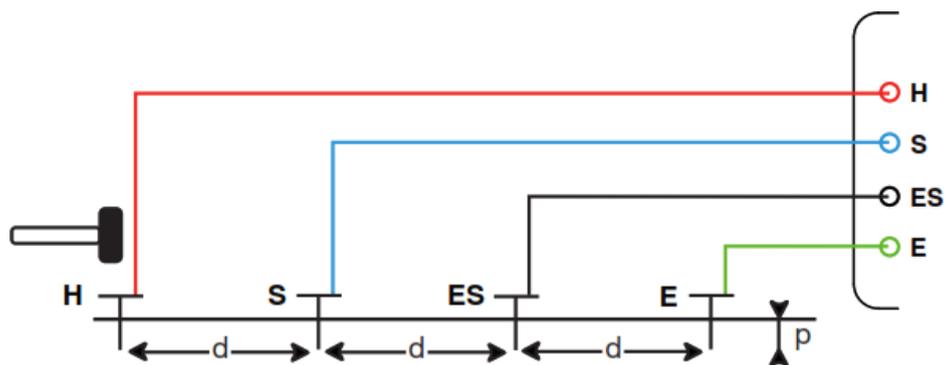


Figura 22 Esquema del método Wenner, empleado en el estudio

- Encender el equipo y realizar las mediciones de resistividad. Se realizan dos mediciones por cada distancia “d” de tal manera que se confirmen los datos medidos.
- Varía la distancia “d” y se registran los diferentes valores de resistividad.

### ***Ubicación del terreno medido***

Los análisis de medición se realizan en la ubicación actual de la planta, aproximadamente a 5 metros de distancia del centro de transformación principal, como se muestra en figura:



*Figura 23 Imagen satelital de la ubicación.*

Coordenadas geográficas: -2.093746, -79.935924

### ***Demostración de resultados***

Las mediciones fueron realizadas a escasos metros del centro de transformación principal.

Bajo criterio técnico y normativa se realizan las mediciones a las cercanías de este sitio debido a las ventajas que ofrece la interconexión hacia la celda de media tensión, el transformador de potencia principal y las acometidas de media

tensión.

Se realizan dos aristas de medición, de manera perpendicular, como se muestra en el siguiente diagrama:

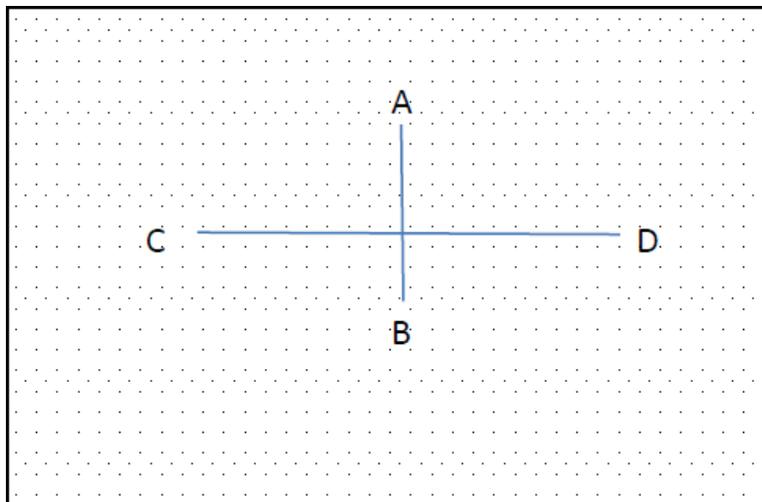


Figura 24 Esquema de líneas guía para mediciones.

Las pruebas de resistividad de terreno fueron realizadas con fecha 22 de diciembre de 2.022, en un ambiente despejado, teniendo como resultados los siguientes:

Distancia	A-B		C-D	
	$\rho$ ( $\Omega\text{xm}$ )	$R(\Omega)$	$\rho$ ( $\Omega\text{xm}$ )	$R(\Omega)$
0.5	17.9	10.1	31.4	9.99
1	18.97	3.4	25.7	4.09
2	15.83	1.66	20.9	1.66
3	13.97	1	18.2	0.97
4	12.73	0.65	17.6	0.7

Tabla 6 Resultados de la resistividad del terreno.

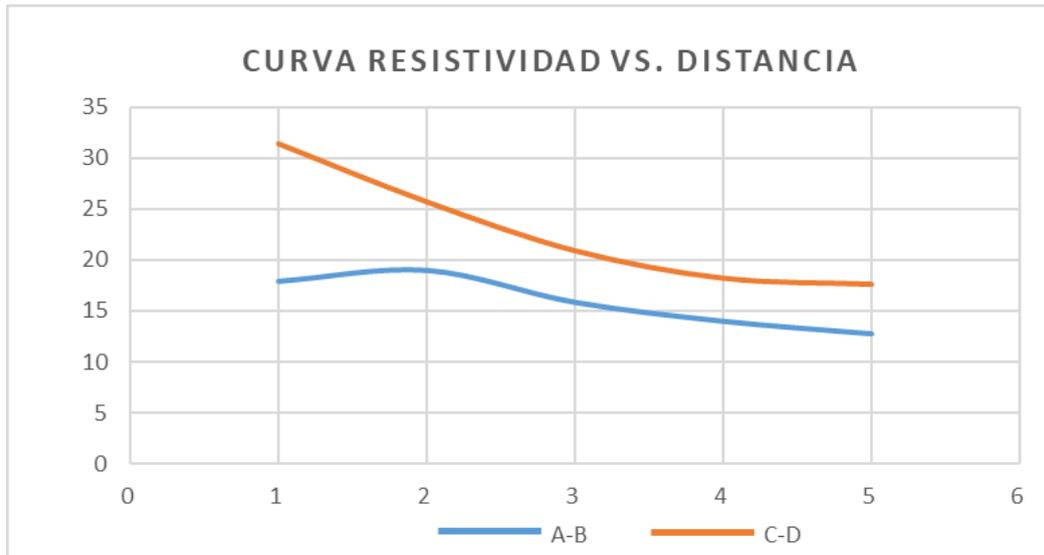


Figura 25 Comportamiento de la Resistividad ( $\Omega \times m$ ) vs. distancia (d)

A continuación, se muestra la estadística del resultado:

	A-B	C-D
	p ( $\Omega \times m$ )	
MÁXIMO	18.97	31.4
MÍNIMO	12.73	17.6
PROMEDIO	15.85	24.5
DESVIACIÓN	3.12	6.9
MEDIA + D	27.68	26.68
MEDIA - D	18.8	17.8

Tabla 7 Valores mínimos y máximos de resistividad del terreno.

En base a los resultados obtenidos por el equipo de medición, la resistividad promedio medida del terreno es de  $15,85 \pm 3,12 \Omega \cdot m$ .

Este resultado se encuentra dentro de los márgenes aceptados por las normativas vigentes.

### 3.3 Diseño preliminar de la malla de puesta a tierra

#### **Normas aplicadas**

IEEE Std 80-2000 Cálculo de sistemas de puesta a tierra.

#### **Método aplicado**

Las metodologías aplicadas son las mencionadas en la normativa IEEE 80-2000.

#### **Diseño preliminar de la malla**

Los cálculos en el presente estudio tienen como finalidad la reducción de valores de diferencia de potencial en niveles peligrosos, los cuales se podrían presentar durante alguna falla.

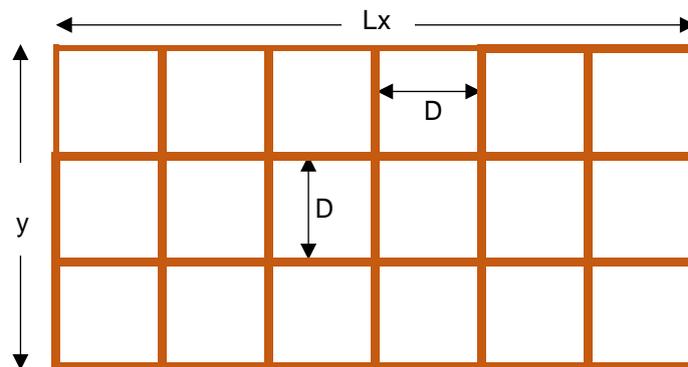


Figura 26 División y dimensionamiento de las cuadrículas de la malla o rejilla.

(IEEE, 2013)

#### **Selección del Conductor de la malla**

El calibre del conductor de la malla debe ser dimensionado teniendo en cuenta:

- La durabilidad y la consistencia del material resistente a desgaste y abrasión.
- Niveles de conductividad elevados, para mitigar las caídas de tensión durante la falla.

- Limitar la temperatura del conductor.
- Factor de seguridad.

En base a lo expuesto, la sección del conductor se dimensiona en base a la ecuación simplificada:

$$A_{MCM} = I_F * K_f * \sqrt{t_C}$$

Donde,

$K_f$  constante del material, a una temperatura de 40°C.

$I_f$  corriente de falla, el equivalente de Thevenin (Valor otorgado por CNEL).

$t_c$  Tiempo de duración de la falla.

$$A_{MCM} = 3 * 11,780 * \sqrt{0,5 \text{ seg}} = 21.102 \text{ mm}^2$$

### **Voltajes de paso y toque tolerables**

La seguridad de los operadores o el personal que interviene en cada uno de los procesos de la refinería, depende de las cantidades críticas de choque absorbidas por el cuerpo.

Para efectos de este estudio se ha considerado los límites tolerables para un cuerpo humano en un promedio de 70 kg.

El parámetro  $C_s$  depende de la resistividad del suelo, la resistividad de la capa superficial de grava y la altura de la grava.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2hs + 0.09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{15,85}{3.500}\right)}{2(0,15)+0,09}$$

$$C_s = 0,77$$

La tensión de toque límite tolerable se expresa en la siguiente fórmula:

$$E_{t70} = (1000 + 1.5 * C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{t70} = (1.000 + ((1.5 * 0,77 * 3.500)) * 0.157 \frac{\quad}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{t70} = 1109,35 \text{ V}$$

La tensión de paso límite tolerable:

$$E_{p70} = (1000 + 6 * C_s * \rho_s) * \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{p70} = (1.000 + ((6 * 0,77 * 3.500)) * 0.157 \frac{\quad}{\sqrt{0,5}}$$

$$E_{p70} = 3777,4 \text{ V}$$

Donde,

$C_s$  Factor de disminución superficial.

$\rho_s$  Resistividad de la capa superficial,  $\Omega \cdot m$ .  $T_s$

tiempo de duración de la falla, s.

El parámetro  $C_s$  depende de la resistividad del suelo, la resistividad de la capa superficial de grava y la altura de la grava.

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2hs + 0.09}$$

$$C_s = 1 - \frac{0,09 \left(1 - \frac{15,85}{3.500}\right)}{2(0,15) + 0,09}$$

$$C_s = 0,77$$

### 3.3.6 Cálculo de resistencia

La resistencia de puesta a tierra se expresa en la siguiente fórmula:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right]$$

Donde,

$L_T$  longitud total de conductores enterrados, m.

$\rho$  resistencia del terreno,  $\Omega \cdot m$ .

$A$  área de la malla,  $m^2$ .

$h$  Profundidad de la malla, m.

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{12m} + \frac{1}{\sqrt{20(9)}} \left( 1 + \frac{1}{1 + 0,5\sqrt{\frac{20}{9}}} \right) \right]$$

$$R_g = 3.279 \Omega$$

El gradiente de potencia de la malla a tierra GPR se define como:

$$GPR = I_g * R_g$$

Donde:

$I_g$  Corriente de falla máxima.

$R_g$  Resistencia de puesta a tierra.

$$GPR = 5.088 \text{ A} * 3,279 \Omega GPR = 16.637,76 \text{ W}$$

### **Corriente de falla**

Para el cálculo de corriente final que fluye por la malla, se toma en consideración la proyección a futuro de la carga y un factor de decremento, el cual depende de la temperatura ambiente y el tiempo de despeje de la falla.

$$I_G = I_g * D_f * C_p$$

Donde,

$I_G$  Corriente de falla calculada, (A).

$D_f$  Factor de decremento.

$$I_G = 5.000 * 1,018 * 1 I_G = 5.088,41 \text{ A}$$

$C_p$  Factor de crecimiento.

El factor de decrecimiento  $D_f$ , se define como:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{T_a}{t_f} (1 - e^{-\frac{2t_f}{T_a}})}$$

Donde,

$T_a$  Constante de tiempo de la componente DC.

$T_f$  Tiempo de duración de la falla, s.

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{0,018}{0,5} \left( \frac{2(0,5)}{0,018} \right)^2} - e$$

$$D_f = 1,018$$

### Cálculo de la tensión de toque máxima

El valor de la tensión de toque real se expresa:

$$E_m = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_{ii}}{L_M}$$

$$E_m = \frac{15,85 \cdot 5.088,41 \cdot 6,4 \cdot 1,236}{38}$$

$$E_m = 16,4 \text{ kV}$$

Donde,

$K_m$  valor geométrico de espaciamiento de la malla:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[ \ln \left( \frac{D^2}{16hd_c} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd_c} - \frac{h}{4d_c} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} \ln \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right]$$

$$K_m = \frac{1}{2(3,1416)} \left[ \ln \left( \frac{3^2}{16 \cdot 0,5 \cdot 0,011} + \frac{(3+2 \cdot 0,5)^2}{8 \cdot 3 \cdot 0,011} + \frac{0,5}{0,011} \right) + \frac{0,82}{1,41} \left( \frac{8}{3,14(2 \cdot 4 - 1)} \right) \right]$$

$$K_m = 6,4$$

$K_{ii}$  afectación de varillas en las esquinas:

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{2/n}}$$

$$K_{ii} = \frac{1}{(2*4)^{2/4}}$$

$$K_{ii} = 0,82$$

$K_h$  factor de corrección por la profundidad de la malla:

$$K_h = \sqrt{1 + h/h_0} \quad \text{con } h_0 = 1 \text{ m}$$

$$K_h = \sqrt{1 + 0,5/1}$$

$$K_h = 1,41$$

$K_i$  factor de irregularidad:

$$K_i = 0.644 + 0.148n$$

$$K_i = 0,444 + 0,148 n$$

$$K_i = 1,236$$

$L_M$  Longitud efectiva de la malla:

$$L_M = L_C + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_X^2 + L_Y^2}} \right) \right] L_R$$

$$L_M = 12 + [1,55 + 1,22 \left( \frac{7,20}{\sqrt{3^2 + 3^2}} \right)] 7,20 \text{ m}$$

$$L_M = 38 \text{ m}$$

**Cálculo de la tensión real de paso**

El valor real de la tensión de paso se define como:

$$E_p = \frac{\rho \cdot I_G \cdot K_S \cdot K_i}{L_S}$$

$$E_p = \frac{15,85 \cdot 5.088,41 \cdot 0,24 \cdot 1,236}{10,53}$$

$$E_p = 1200 \text{ V}$$

Donde:

$L_S$  longitud efectiva del conductor enterrado:

$$L_S = 0.75 L_C + 0.85 L_R$$

$$L_S = 0,75 (12) + 0,85 (1,8)$$

$$L_S = 10,53 \text{ m}$$

$L_C$  Longitud del conductor.

$L_R$  Longitud total de las varillas.

$K_S$  para profundidades de malla comprendidas entre 0.25 y 2.5m, se define

$$K_S = \frac{1}{\pi} \left[ \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right]$$

como:

$$K_S = \frac{1}{3,14} \left[ \frac{1}{2 \cdot 0,5} + \frac{1}{3+0,5} + \frac{1}{3} (1 - 0,5^{4-2}) \right]$$

$$K_S = 0,24$$

## Resultados del diseño de malla

Los cálculos para el dimensionamiento de la malla fueron realizados en base a lo establecido en la normativa IEEE 80-2020, el desarrollo mostrado se muestra en las siguientes tablas de resultados:

Parámetros del diseño de malla			
Longitud X	Lx	3	m
Longitud Y	Ly	3	m
Espaciamento	D	3	m
Número de conductores en X	N	2	u
Número de conductores en Y	M	3	u
Longitud del conductor	Lc	18	m
Área de malla	Am	12	m
Resistividad del suelo	p	15.85	$\Omega^*m$
Duración de falla	Ts	0.5	seg
Resistividad capa superficial	ps	3500	$\Omega^*m$
Espesor de capa superficial	es	0.15	m
Corriente de falla	If	5000	KA
Relación de div decorriente	Rdi	0.6	-
Profundidad de la malla	h	0.5	m
Factor de crecimiento de la carga	Fcc	1	-
Relación X/R	rwr	6.725	-
W		376.991	rad/s

Tabla 8 Datos de malla a tierra.

En la siguiente tabla se muestran los resultados sobre la selección del conductor:

Selección del conductor			
Kf		11.780	
Temperatura de fusión	Tm	450	$^{\circ}C$
Temperatura ambiente	To	40	$^{\circ}C$
Área del conductor calculado	Ac	21,102	mm <sup>2</sup>
Área del conductor seleccionado	Acs	107	mm <sup>2</sup>
Diámetro del conductor	dc	0.0117	m

Tabla 9 Selección del conductor.

Las tensiones de toque y paso calculadas se muestran en el siguiente cuadro:

<b>Tensión de paso y de toque tolerables</b>			
Tensión de contacto 70kg, Et_70	Et70	1109,35	V
Tensión de paso 70kg, Ep_70	Ep70	3777.4	V
Factor de disminución capa superfic.	Cs	0.770	
Factor de reflexión entre capas	K	-0,991	

*Tabla 10 Tensión de paso y contacto tolerables.*

Las especificaciones de los electrodos de puesta a tierra se muestran a continuación:

<b>Resistencia de una varilla</b>			
Longitud de la varilla, L_var 1.800	Lr	1,8	m
Radio de la varilla, Da_var 0.016	Dv	0,016	m
Resistencia R_var	Rv	8.143	$\Omega$

*Tabla 11 Datos de una varilla*

La resistencia calculada de la malla:

<b>Cálculo de la resistencia de la malla método simplificado</b>			
Resistencia de malla, Rg	Rg	3,27	$\Omega$

*Tabla 12 Resistencia de la malla.*

La resistencia total del sistema está dada por la ecuación basándose en el método de Schuarz:

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

R1 es la resistencia a tierra de toda la malla.

R2 es la resistencia a tierra de todas las varillas de tierra.

Rm es la resistencia mutua entre el grupo de conductores de la malla R1 y el grupo de varillas R2.

$$R = \frac{1,52 \cdot 3,29 - 1,43^2}{1,52 + 3,29 - (2 \cdot 1,43)}$$

$$R = 6,331 \Omega$$

Cálculo de resistencia método Schwarz suelo homogéneo			
Resistencia de malla	R1	1.526	Ω
Resistencia de tierra	R2	3.279	Ω
Resistencia mutua	Rm	1.434	Ω
Numero de varillas	nr	6	u
Resistencia puesta a tierra	Rg	6,331	Ω

Tabla 13 Cálculo de resistencia puesta a tierra.

### 3.4 Diseño preliminar del sistema de protección contra descargas atmosféricas

En el presente análisis se desarrolla el diseño del sistema de protección contra descargas atmosféricas, tomando en consideración la geografía del terreno y los datos del edificio a proteger.

#### Normas aplicadas

NFC 17-102:2011, "Protection contre la foudre". Sistemas de protección contra rayos mediante dispositivos ESE.

IEC 62305-3; norma para el diseño de un sistema de protección contra rayos.

#### Método aplicado

Las metodologías aplicadas son las mencionadas en la normativa NFC 17-102:2011; y en la normativa IEC 62305-3.

#### Cálculo de sistema de pararrayos

Los cálculos del presente diseño se realizan mediante el software en línea Nimbus® project designer. (CIPROTEC, 2023)

## Datos del proyecto

Como primer paso, se mencionan los datos del lugar donde se instalará el sistema de protección.

The screenshot shows a web form with three main sections:

- DATOS DEL PROYECTO:** Includes fields for 'CÓDIGO DE PROYECTO' (0001), 'FECHA DE CREACIÓN' (19/01/2023), 'NOMBRE' (Refinería de Sal), and 'UBICACIÓN' (Ecuasál, Vía a Daule, Guayaquil, Ecuador). Below these is a map showing the location in Guayaquil, Ecuador.
- DATOS NORMATIVOS:** Includes 'NORMATIVA DE REFERENCIA' (NFC 17/102:2011), 'TIPO DE CONDUCTOR BAJANTE' (Cable 70mm2), 'MARGEN DE SEGURIDAD DE ACCESORIOS' (100%), and a checkbox for 'PROYECTO ICPE (SOLO APLICABLE PARA NORMA NF C)' which is checked.
- DATOS DEL CLIENTE DEL PROYECTO:** Includes 'EMPRESA' (Refinería de Sal), 'PERSONA DE CONTACTO' (Francisco Montoya), 'CORREO ELECTRÓNICO DE CONTACTO' (luis.montoya@ccu.ucsg.edu.ec), and 'NÚMERO DE TELÉFONO DE CONTACTO' (593996515250).

At the bottom of the map section, there is a legend: **Campos obligatorios** (indicated by a red asterisk).

Figura 27 Datos del proyecto.

Se ingresan los datos básicos del emplazamiento como; nombre, ubicación, tipo de conductor bajante que se posee, el tipo de pararrayos que se utilizará para el cálculo.

En cuanto a la normativa a aplicar, se referencia la NFC 17/102:2011.

El conductor bajante elegido es de 70 mm<sup>2</sup> de sección.

El tipo de pararrayos seleccionado es un pararrayos tipo ESE.

## Diseño de la instalación

En este segundo paso, se realiza la carga del plano de la planta, el cual se carga en formato JPEG.

Luego de cargar el documento se establece la escala del terreno, dando una medida a una de las caras del mismo.

Se realiza la identificación de las zonas a proteger, con asignación de nombres en base al área predominante.

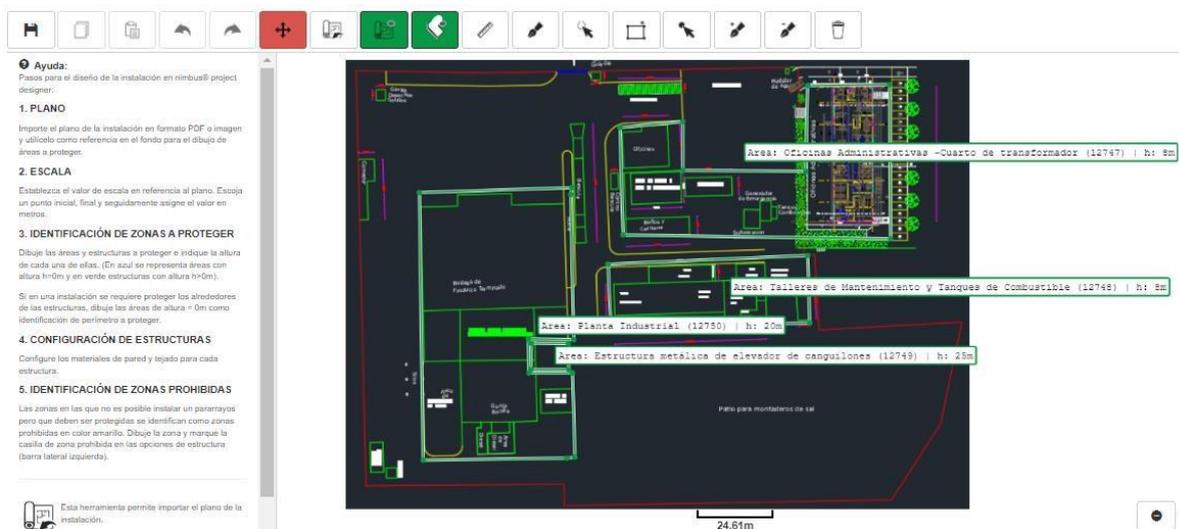


Figura 28 Asignación de áreas

Dentro de la identificación de zonas se designan las siguientes:

- Estructura metálica de elevador de cangilones. (25 m).
- Edificio de planta industrial. (20 m).
- Talleres de mantenimiento y tanques de combustible. (8 m).
- Cuarto de transformador y oficinas administrativas. (8 m).

En el cuarto de transformador se encuentra la celda de seccionamiento de 13.8 kV y un transformador trifásico de 1000 kVA; y en las oficinas administrativas se encuentra la sala de servidores de red.

Dentro de este paso se designan también las alturas de las estructuras más altas, así como la restricción de colocación de pararrayos en caso de que el área se encuentre alejado de la zona a proteger, así como si una estructura o edificación no es relevante dentro del proyecto.

## Nivel de protección

En el nivel de protección se realiza una evaluación de la zona a proteger, mediante el asistente de cálculo de nivel de protección.

x

### CALCULAR

**1. DIMENSIONES DE LA ESTRUCTURA**

Longitud de la estructura (m)	Ancho de la estructura (m)	Altura de la estructura (m)	Protusión más alta desde el tejado (m)
88	50	20	20

**2. ATRIBUTOS DE LA ESTRUCTURA**

Riesgos de incendio	Material de la estructura	Tipo de cableado interno
Medio	Hormigón reforzado	Sin apantallar

**3. INFLUENCIAS MEDIOAMBIENTALES**

Ubicación relativa de la estructura	Densidad de ubicaciones	Densidad anual equivalente de rayos (rayos/Km <sup>2</sup> )	Número de días anuales equivalentes con tormenta
Estructura aislada	Suburbano	6	60

VER MAPA E IDENTIFICAR LA DENSIDAD DE IMPACTOS POR EL COLOR

El cálculo de riesgo se realiza acorde a la normativa: Algunos valores han sido simplificados con el fin de facilitar el proceso de cálculo. Acorde con las directivas provistas por la normativa.

Figura 29 Cálculo de nivel de protección.

En cuanto al nivel de protección se tratan dimensiones de la edificación a evaluar, los materiales con los que se encuentra conformada e influencias medioambientales.

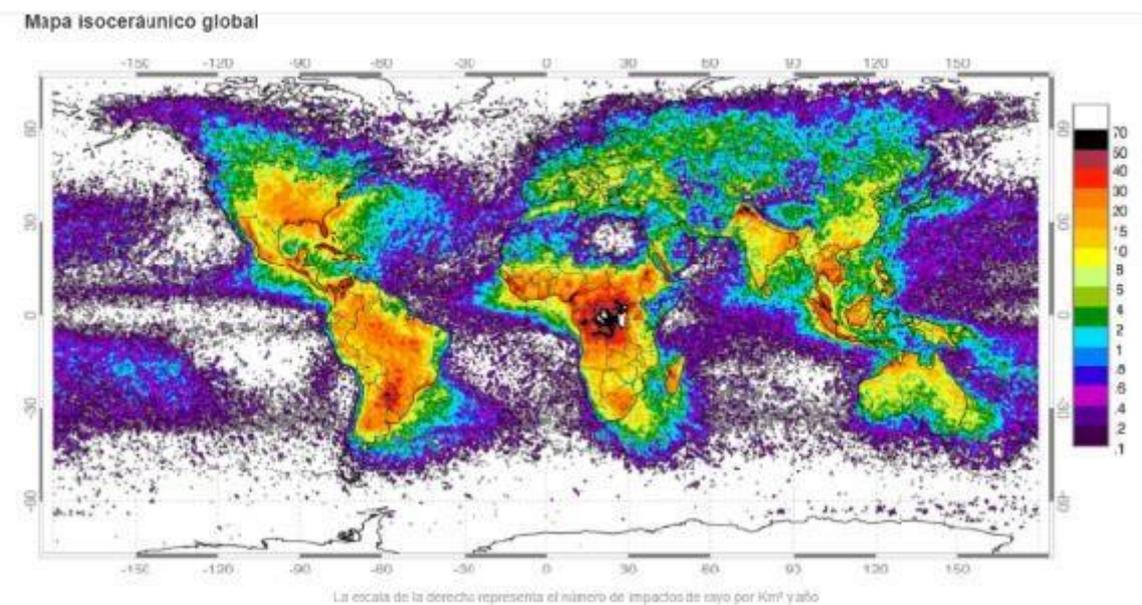


Figura 30 Mapa isoceráunico global.

Dentro de este apartado se deberá analizar la ubicación geográfica de la planta con respecto al mapa isoceráunico global, con el propósito de conocer la cantidad e impacto de rayos en un área geográfica en particular, en un rango de 1 km<sup>2</sup>.

Dentro del análisis de riesgo se determina de manera cualitativa y cuantitativa las líneas de servicio, sean estas de servicio eléctrico, de telecomunicaciones, entre otros.

Luego, se determinan los riesgos en cuanto a la pérdida de vida humana, la pérdida de servicios eléctricos o de telecomunicaciones, pérdidas económicas, refiriéndose concretamente a la actividad del predio.

**4. LINEAS DE SERVICIO CONDUCTO**

**Línea eléctrica:**

Tipo de servicio eléctrico entrante Cable aéreo	Tipo de cable externo Apantallado	Presencia de un transformador de MT/BT Transformador propio
--	--------------------------------------	--

**Otros servicios generales (Datos, telecomunicaciones...)**

Número de servicios conductivos 1	Tipo de cable externo aéreo Apantallado	Número de servicios conductivos 0	Tipo de cable externo enterrado Sin apantallar
--------------------------------------	--	--------------------------------------	---

---

**5. CATEGORÍAS DE PÉRDIDA**

**Categoría 1 - Pérdida de vida humana**

Peligro especial para la vida Nivel bajo de pánico (<100 personas simultánea)	Pérdida de vida debido a incendio Comercial, industrial, escuela	Pérdida de vida debido a sobretensión Sin sistemas eléctricos de seguridad
--	---	---

**Categoría 2 - Pérdida de servicios esenciales**

Pérdida de servicio debido a incendio Suministro de energía eléctrica	Pérdida de servicio debido a sobretensiones Suministro de energía eléctrica
--	--

**Categoría 3 - Pérdida de patrimonio cultural**

Pérdida de patrimonio cultural debido a incendio Sin valor patrimonial
---

**Categoría 4 - Pérdida económica**

Peligro especial para la economía Sin riesgos particulares	Pérdida económica debido a incendio Industrial, agrícola	Pérdida económica debido a sobretensiones Hospital, industrial	Posible riesgo de impacto para el ganado Sin riesgo de choque en ganado
---	---	---	--

El cálculo de riesgo se realiza acorde a la normativa. Algunos valores han sido simplificados con el fin de facilitar el proceso de cálculo. Acorde con las directivas provistas por la normativa.

Figura 31 Categorización de pérdidas por impacto de rayo.

Finalmente, se obtiene una columna de riesgo calculado, tomando en consideración que los valores se visualizan en color verde, por lo tanto, no se deben tomar medidas adicionales para la protección de la instalación, separadamente de un pararrayos.

## Resultados del cálculo de riesgo



El cálculo de riesgo se realiza acorde a la normativa: Algunos valores han sido simplificados con el fin de facilitar el proceso de cálculo. Acorde con las directivas provistas por la normativa.

Figura 32 Resultados del cálculo de riesgo.

## Sitio de colocación de pararrayos

De este modo, luego de haber realizado los pasos anteriores, se procede a la colocación del pararrayos de manera manual, verificando los componentes necesarios, la altura adecuada del pararrayo y el lugar preciso para que el campo de acción de este abarque un radio apropiado para la protección de las áreas contempladas para este propósito:

- Cuarto de transformador (Celda de seccionamiento 13.8 kV y transformador trifásico 1000 kVA).
  - Sala de servidores de red.
  - Oficinas administrativas, en general.
  - Cuarto de disyuntores principales de la fábrica.
  - Tablero de compensación de reactivos.
  - Comedor.
  - Tableros de disyuntores de paso a planta (Área de mantenimiento).
  - Bodega de cartones y sacos de producción
  - Bodega de repuestos.
  - Sistemas de cómputo de la empresa.



Figura 33 Área de protección del pararrayos.

A continuación, se muestran los resultados del diseño del pararrayos para esta planta industrial:

Diseño de protección contra descargas atmosféricas		
Diseñado bajo la norma NFC17/102:2011		
Tipo de pararrayo	PDC	-
Sitio de instalación	Cuarto de transformadores	-
Altura sobre el suelo calculada	26 m	
Radio de protección máximo	48 m	
Nivel de protección	Nivel 1	-
Número de puestas a tierra	2 u	
Sujeción de pararrayos	Torreta	-
Altura de estructura de sujeción	18 m	
Baliza	No aplica	-
Conductor para bajante	70 mm <sup>2</sup>	
Tipo de soporte a muro	Grapa cable bajante bronce	-
Tipo de puesta a tierra	Triangular, interconectada	-
Tipo de conducto bajante	Tubo de protección plástico	-
Tipo de electrodo puesta a tierra	Alta camada cobre-cobre	-

Tabla 14 Parámetros de pararrayos calculado.

### 3.5 Estudio económico

Tomando en consideración los costos de materiales y mano de obra, a la fecha y a nivel nacional, se realizó un estudio detallando todos los rubros que intervienen en la implementación de todo el sistema de protección referido.

A continuación, se muestra el desarrollo de las tablas mencionando cada uno de estos rubros para la implementación del sistema de puesta a tierra:

HERRAMIENTAS					
DETALLE	IMPLEMENTACIÓN DE MALLA PUESTA A TIERRA PARA LA PLANTA				
HERRAMIENTAS	Cantidad	Tarifa	Costo hora	Rendimiento	Costo
Descripción	A	B	C=A*B	R	D=C*R
HERRAMIENTA PARA EXCAVACIONES	2	0	1	8	\$4.80
ARNES Y LINEA DE VIDA	0	0	0	8	\$0.00
ANDAMIOS	0	0	0	8	\$0.00
EPP	3	1	3	8	\$26.40
SUBTOTAL M:					\$31.20

*Tabla 15 Costos en herramientas EPP'S entre otros para SPT*

MANO DE OBRA					
Descripción	Cantidad	Jornal/hr	Costo hora	Rendimiento	Costo
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
AYUDANTE ELECTRICO	1	5	5	8	\$36.00
MAESTRO ELECTRICO	1	9	9	8	\$68.00
Ingeniero Electrico	1	20	20	8	\$160.00
SUBTOTAL N:					\$264.00

*Tabla 16 Costos en mano de obra SPT*

MATERIALES					
			A	B	C=A*B
SOLDADURA 150GR		u	10	8	\$76.60
MOLDE DE GRAFITO GTC-162G		u	1	108	\$108.00
VARILLA 1.80X5/8" 254u		u	6	13	\$75.00
CABLE #2/0 DESNU		u	38	12	\$469.30
MATERIALES VARIOS		u	1	8	\$8.00
SUBTOTAL O:					\$736.90
TRANSPORTE					
Descripción		Unidad	Cantidad	Tarifa	Costo
			A	B	C=A*B
Transporte material		glb	1	10	\$10.00

*Tabla 17 Costos en materiales SPT.*

TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)		\$1,042.10
INDIRECTOS Y UTILIDAD %	0	\$184.42
OTROS INDIRECTOS %	0	\$0.00
COSTO TOTAL DEL RUBRO		\$1,226.52
<b>VALOR FINAL</b>		<b>\$1,226.52</b>

*Tabla 18 Valor final de implementación del sistema de puesta a tierra.*

De la misma forma, se muestra a continuación los costos referentes a la implementación del sistema de protección contra descargas atmosféricas:

DETALLE	PARARRAYO TIPO DIPOLO PARRES EPD					
	Descripción	Cantidad	Tarifa	Costo hora	Rendimiento	Costo
				C=A*B	R	D=C*R
HERRAMIENTAS						
HERRAMIENTA MENOR 5%	1	75.00	75.00	1.00	\$75.00	
SUBTOTAL M:					\$75.70	

*Tabla 19 Costos de herramientas para el sistema de pararrayos.*

MANO DE OBRA					
Descripción	Cantidad	Jornal/hr	Costo hora	Rendimiento	Costo
	A	B	C=A*B	R	D=C*R
Ayudante peón	2.00	3.64	7.28	12.00	\$87.36
Ayudante principal	1.00	4.07	4.07	12.00	\$48.83
Maestro	1.00	5.61	5.61	12.00	\$67.36
Supervisor	1.00	6.64	6.64	6.00	\$39.86
Ingeniero	1.00	20.00	20.00	5.00	\$100.00
SUBTOTAL N:					\$343.41

*Tabla 20 Costos de mano de obra para el sistema de pararrayos.*

MATERIALES					
Descripción	Unidad	Cantidad	Precio unitario	Costo	
		A	B	C=A*B	
PARARRAYO DIPOLO EPD PARRES	UND	1.00	\$237.99	\$237.99	
TUBO REDONDO NEGRO 3"X 2MM (6 MT)	UND	2.00	\$46.20	\$92.41	
TUBO REDONDO NEGRO 2"X 1.8MM (6 MT)	UND	0.00	\$27.78	\$0.00	
GRILLETE DE ACERO GALVANIZADO DE 1/	UND	20.00	\$1.58	\$31.57	
CABLE ACERO 1/4" GALV	MTS	100.00	\$1.19	\$119.44	
PINTURA ROJA	LT	1.00	\$6.54	\$6.54	
PINTURA BLANCA	LT	1.00	\$6.54	\$6.54	
BROCHA 4PULG MANGO MADERA BLANCO MULTIUSO WILSON	UND	1.00	\$8.83	\$8.83	
LIJA DE AGUA C35P P120 230*280MM	UND	1.00	\$0.23	\$0.23	
ACCESORIOS	GLB	1.00	\$100.00	\$100.00	
varios	glbn	1.00	\$90.00	\$90.00	
SUBTOTAL O:					\$693.55

*Tabla 21 Costos de materiales para el sistema de pararrayos.*

TOTAL COSTO DIRECTO (M+N+O+P)			\$1,112.66
UTILIDAD %	12.00%		\$35.59
INDIRECTOS %	12.00%		\$35.59
COSTO TOTAL DEL RUBRO			\$1,183.84
<b>VALOR FINAL</b>			<b>\$1,183.84</b>

*Tabla 22 Valor final de implementación del sistema de pararrayos.*

## **CAPÍTULO 4: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **4.1 Conclusiones**

De acuerdo al análisis de resistividad realizados y los resultados obtenidos, se puede certificar que el terreno de la planta, donde se propone instalar el sistema de puesta a tierra se encuentra dentro de los valores óhmicos requeridos por la norma referenciada en este estudio, por consiguiente, el terreno no necesita aditivos ni movimientos de tierra que busquen la mejora de la resistividad del mismo.

Se asevera que los métodos utilizados para la consecución de los resultados finales, marcan una reducción en costos considerable, frente a otros métodos usualmente empleados en el sector eléctrico.

Se objeta de manera muy pertinente en este trabajo, considerar que la vida en general se debe de proteger mediante los mecanismos y tecnologías acertados, ya que es el interés común minimizar perdidas y gastos a causa de accidentes laborales causados por descargas eléctricas.

Debido a que, la planta no posee un sistema de puesta a tierra y de descargas atmosféricas que esté alineado a las normativas citadas a lo largo de este documento, se realiza el diseño y cálculo de sistema de puesta a tierra y de pararrayos, elevando de esta forma una propuesta totalmente factible para su implementación y mostrando mediante los resultados el nivel de protección a todo el sistema eléctrico y la edificación en todo su entorno.

Actualmente los rayos provenientes de las tormentas eléctricas o descargas atmosféricas, representan un peligro ocupacional en muchas naciones, en nuestro país esta versión aún se encuentra subestimada, sin embargo, se tiene al alcance estudios como el presente, donde este tipo de accidentes son prevenibles. Cabe mencionar que no necesariamente debe de llover para que caiga un rayo.

Mediante el estudio realizado para el cálculo de un pararrayos, se pudo demostrar que el análisis de riesgo se enfoca directamente en la vida humana y en la estructura, la cual reduce los riesgos de manera significativa, si bien no se podrá obtener un 100 % de resguardo frente a este tipo de eventualidades, se puede garantizar que la elaboración de un buen diseño de pararrayos, basados en

normativas, regulaciones y niveles cerámicos, mantenga un alto porcentaje de protección frente a este tipo de eventos naturales.

#### **4.2 Recomendaciones**

Realizar un mantenimiento exhaustivo a las barras de puesta a tierra alojadas en los tableros de control de planta.

Gestionar la interconexión de todas las puestas a tierra principales existentes en el sistema eléctrico de la planta.

Implementar un registro para cumplir con la revisión de electrodos de puesta a tierra existentes en planta.

Desarrollar este estudio, realizando la licitación y posteriormente adjudicación de los trabajos de instalación, tanto para el sistema de puesta a tierra como para el sistema de protección contra descargas atmosféricas.

## Bibliografía

- Argüello, F. (22 de Octubre de 2020). *Infoteknico*.  
<https://www.infoteknico.com/nfpa-780-2020/>
- Birt LH. (5 de junio de 2020). *Aprendizajes virtuales y digitalizados*. Birt LH:  
<https://ikastaroak.ulhi.net/>
- Castro, M. (2010). La seguridad eléctrica y los sistemas eléctricos. *Ingeniería Energética*.
- CIPROTEC. (1 de Enero de 2023). *Protección contra el rayo y las sobretensiones*.  
<http://www.cirprotec.com/es>
- Comité Ejecutivo de la Norma Ecuatoriana de la Construcción. (2013). *Norma Ecuatoriana de la Construcción - Instalaciones Eléctricas*. Quito.
- Consejo Nacional de Técnicos Electricistas. (2013). *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*. Bogotá D.C., Colombia.: Colgraf Editores.
- CYPE. (s.f.). *CYPE Software para Ingeniería y Construcción*.  
[http://www.mexico.generadordeprecios.info/obra\\_nueva/Instalaciones/Electricas/Puesta\\_a\\_tierra/Toma\\_de\\_tierra\\_con\\_placa.html](http://www.mexico.generadordeprecios.info/obra_nueva/Instalaciones/Electricas/Puesta_a_tierra/Toma_de_tierra_con_placa.html)
- Ensys S.A.S. (30 de julio de 2012). *Ensys*. <https://www.ensys.pe>
- Estrucplan. (6 de septiembre de 2013). *La Seguridad Eléctrica En El Hogar – Parte 2*. Estrucplan: <https://estrucplan.com.ar/la-seguridad-electrica-en-el-hogar-parte-2/>
- Gal electric. (29 de Mayo de 2020). *Gal Electric*. <https://www.galelectric.com.co/>
- Gomez, R. R. (2019). *Sistemas de ouesta a tierra según NOM y IEEE*. Guanajuato, México.
- Hartwell, F. P. (2020). *National Electrical Code*. Mc Graw Hill.
- IEEE. (2013). *Std 80-2000 IEEE, Guía sobre Seguridad de la conexión a tierra en*

*subestaciones C.A.*

IEEE. (2013). *Std 81 - 2.013 Manual para líneas y subestaciones eléctricas de transmisión.*

IRAM. (2000). *Protección de estructuras contra.* Buenos Aires, Argentina.

Lyncole America Latina. (3 de Abril de 2011). *Lyncole Latam Blog.*  
<https://lyncolespanol.com/>

Márquez, R. D. (2003). *La puesta a tierra de instalaciones eléctricas.* Barcelona, España: Marcombo.

Megas. (15 de Junio de 2016). *Megas ingeniería.* <http://megas.com.do>

Ministerio de Industria. (2014). *RAT (Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Instalaciones eléctricas de Alta Tensión).* Madrid, España.: Editorial Garceta.

NFPA. (2008). *Norma para la instalación de sistemas de protección contra rayos.* Massachusetts, EE.UU.

Orzúa, S. (6 de Noviembre de 2021). *SOG Ingeniería.* <https://sogingenieria.com/>

Procobre. (2011). *Sistemas de puesta a tierra.*

Soto, J., & Gonzalez, C. (1999). *Sistemas de puesta a tierra en los cerros.* Bogotá: Universidad del Norte.

Terraweld. (s.f.). <http://www.terraweld.cl>

## Anexos

### Anexo 1: Área de cuarto de transformador.



Cuarto de transformador y celda de seccionamiento. Sitio propuesto de instalación de sistema de puesta a tierra y pararrayos.

## Anexo 2: Plano arquitectónico de la empresa.



Plano realizado en Autocad.

**Anexo 3: Instrumento medidor de resistividad.**



Medidor de resistividad, Chauvin Arnoux 6472 Ground Tester.

#### Anexo 4: Mediciones de resistividad en sitio



Mediciones en sitio de instalación propuesto.

## DECLARACIÓN Y AUTORIZACIÓN

Yo, **Montoya Argudo, Luis Francisco** con C.C: 0917830259, autor del Trabajo de Titulación: **Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil**; previo a la obtención del título de Ingeniero en Electricidad en la Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.

1.- Declaro tener pleno conocimiento de la obligación que tienen las instituciones de educación superior, de conformidad con el Artículo 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior, de entregar a la SENESCYT en formato digital una copia del referido trabajo de titulación para que sea integrado al Sistema Nacional de Información de la Educación Superior del Ecuador para su difusión pública respetando los derechos de autor.

2.- Autorizo a la SENESCYT a tener una copia del referido trabajo de titulación, con el propósito de generar un repositorio que democratice la información, respetando las políticas de propiedad intelectual vigentes.

Guayaquil, 14 de febrero de 2023

f.   
**Montoya Argudo, Luis Francisco**  
**C.C: 0917830259**

## REPOSITORIO NACIONAL EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA

### FICHA DE REGISTRO DE TESIS/TRABAJO DE TITULACIÓN

<b>TÍTULO Y SUBTÍTULO:</b>	Análisis de estudio para la implementación de un sistema de puesta a tierra para la protección del sistema eléctrico y electrónico de una industria alimenticia de refinado de sal en la ciudad de Guayaquil.		
<b>AUTOR(ES)</b>	Montoya Argudo, Luis Francisco		
<b>REVISOR(ES)/TUTOR(ES)</b>	Ing. Suarez Murillo, Efraín Oswaldo M.Sc.		
<b>INSTITUCIÓN:</b>	Universidad Católica de Santiago de Guayaquil		
<b>FACULTAD:</b>	Facultad de Educación Técnica para el Desarrollo		
<b>CARRERA:</b>	Ingeniería en Electricidad		
<b>TITULO OBTENIDO:</b>	Ingeniero en Electricidad		
<b>FECHA DE PUBLICACIÓN:</b>	14 de febrero de 2023	<b>No. DE PÁGINAS:</b>	79
<b>ÁREAS TEMÁTICAS:</b>	Sistema de puesta a tierra, protecciones eléctricas, descargas atmosféricas		
<b>PALABRAS CLAVES</b>	Sistema de puesta a tierra, protección, varilla a tierra, malla a tierra, pararrayos, descargas eléctricas atmosféricas.		
<b>RESUMEN/ABSTRACT (150-250 palabras):</b>	Este proyecto abordará el desarrollo de un sistema de puesta a tierra en una planta industrial refinadora de sal en la ciudad de Guayaquil, como requerimiento indispensable para el óptimo funcionamiento del sistema eléctrico actual y de la misma forma buscará preservar los equipos eléctricos y electrónicos que se encuentran instalados en esta fábrica. Se realizarán estudios de campo, se recopilará información acerca de la capacidad instalada en general, y en base a esto se determinará el método más acertado para su implementación, tomando en consideración módulos técnicos, financieros y medioambientales incluyentes para la planificación de un proyecto. Un sistema básico está diseñado para cumplir dos funciones. La primera es establecer un marco equipotencial. La segunda es la de salvaguardar cualquier ser viviente mediante una conexión segura hacia una referencia a tierra, que reduzca el riesgo por choque eléctrico. Este estudio se realizará con el fin de determinar los lineamientos y requisitos para el diseño de un sistema de puesta a tierra para una carga industrial enfocada a la refinación de sal, centrándose en normativas correspondientes (IEEE STD 81-2013, NFPA 70, NEC), mapas isoceráunicos georreferenciados y demás normativas nacionales e internacionales a nivel de distribución de energía eléctrica.		
<b>ADJUNTO PDF:</b>	<input checked="" type="checkbox"/> SI	<input type="checkbox"/> NO	
<b>CONTACTO CON AUTOR/ES:</b>	<b>Teléfono: +593-4-3908899</b>	<b>E-mail: luis.montoya@cu.ucsg.edu.ec</b>	
<b>CONTACTO CON LA INSTITUCIÓN (COORDINADOR DEL PROCESO UTE):</b>	<b>Nombre:</b> Ing. Celso Bayardo Bohórquez Escobar M. Sc.		
	<b>Teléfono:</b> 0995147293		
	<b>E-mail:</b> celso.bohorquez@cu.ucsg.edu.ec		
<b>SECCIÓN PARA USO DE BIBLIOTECA</b>			
<b>Nº. DE REGISTRO (en base a datos):</b>			
<b>Nº. DE CLASIFICACIÓN:</b>			
<b>DIRECCIÓN URL (tesis en la web):</b>			