

**METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A
TIERRA EN SUBESTACIONES DE PATIO DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN**

**ANGGIE TATIANA GÉLVEZ ISAZA
JHOAN SEBASTIÁN RODRÍGUEZ DÍAZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECAÑICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2020

**METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A
TIERRA EN SUBESTACIONES DE PATIO DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN.**

**ANGGIE TATIANA GÉLVEZ ISAZA
JHOAN SEBASTIÁN RODRÍGUEZ DÍAZ**

Trabajo de grado para optar el título de Ingenieros Electricistas

Director

**JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO
Magíster en Potencia Eléctrica**

Codirector

**RAFAEL ARISMENDY WEBER
Magíster en Potencia Eléctrica**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOMECÁNICAS
ESCUELA DE INGENIERÍAS ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y DE
TELECOMUNICACIONES
BUCARAMANGA**

2020

AGRADECIMIENTOS

A los docentes Julio Chacón y Rafel Arismendi, por su apoyo, disposición y entrega durante este proceso.

Al ingeniero Néstor Alfonso Rivera por su apoyo y respaldo.

A mi amigo, Juan Diego Correa por ser un apoyo incondicional y una mano amiga cuando más lo necesité.

A los valiosos amigos que dejó esta gratificante travesía: Alexander Ruíz, Luis Ordoñez, Oscar Ayala y Yoleima Chavarro.

Mil gracias.

Jhoan Sebastián Rodríguez Díaz

DEDICATORIA

A la memoria de mi padre Roberto Rodríguez, por cada sacrificio, por ser mi héroe y mi modelo a seguir.

A mi madre Noema Diaz por su amor, entrega y paciencia. Gracias por forjar el hombre que soy hoy día.

A mi segunda madre, mi tía Fanny Rodríguez por su apoyo, amor, entrega y por darme el regalo más valioso: el amor al estudio y a los libros.

A Anggie Gévez, mi gran amor, por su voz de aliento en los momentos difíciles y ser mi apoyo cada vez que sentía desfallecer.

A mi madre Beatriz Rodríguez por su apoyo, paciencia y por creer en mí.

A mis tíos Gustavo y Hernando Rodríguez Por su cariño y apoyo en los momentos difíciles.

A Jhon Murcia por cada desvelo que pasó por ayudarme.

No fue un camino fácil, pero con su apoyo lo pude lograr. Este logro es tanto mío como de ustedes.

Jhoan Sebastián Rodríguez Díaz

AGRADECIMIENTOS

Confieso que llegar a este punto en el que me encuentro hoy, en donde estoy a la espera del título que me acredita como ingeniera y que me costó 5 años alcanzarlo, crea una explosión de emociones dentro de mí. Ha sido un camino largo, lleno de retos, pero a la vez corto y lleno de crecimiento personal y profesional. Durante el camino me encontré con excelentes personas que me ayudaron de manera desmesurada cuando más lo necesité, como también me encontré con otras, no tan buenas, pero que de una u otra manera, contribuyeron a mi crecimiento personal. Cada escenario, cada situación en la que estuve envuelta, me ayudó a crecer tanto personal como profesionalmente, a entender que la vida tiene sus altibajos, pero quien toma las riendas y decide si seguir adelante o estancarse, es uno mismo.

Es por esto que, en primer lugar, agradezco a Dios por su amor, su guía, la fuerza y la sabiduría que me brindó para culminar esta etapa y que me brinda cada día para seguir siempre adelante. También por todas aquellas personas que fue poniendo en mi camino con el fin de que aprendiera.

A mi padre, Cesar Augusto, quien con su ejemplo me enseñó que sin sacrificio no hay gloria y que no hay miedo alguno que no podamos vencer. Además de su amor y ayuda incondicional.

A mi madre, Sol Stella, quien me enseñó que en la vida permanecemos en un aprendizaje constante y que debemos siempre ver y tomar todo lo bueno de cada situación. Además, de su amor y apoyo incondicional.

A Noema, Roberto y sus hijos, quienes me brindaron y enseñaron el calor de hogar, me acogieron de la manera más amable, pura y desinteresada en él y contribuyeron de gran manera a culminar mi carrera.

A mi gran amor, Sebastián Rodríguez, por animarme cuando quise desvanecer, por ser el sol en días de tormenta, mi salvavidas cuando estuve a punto de ahogarme y por luchar junto a mi para cumplir este sueño que hoy a cada uno se nos hace realidad.

Por ultimo y no menos importantes, quiero agradecer a excelentes personas que estuvieron a mi lado y me brindaron su mano. A mis hermanos: Julio, Javier y Joel. A mis amigos: Yoleima Chavarro, Luis Ordoñez, Kevin Lozano, Alexander Ruiz, Karen Amaya, Alejandra Vallejo. A los profesores, colaboradores y demás que pusieron su granito de arena para alcanzar este gran sueño y creyeron en mí.

Por todo lo anterior, me complace compartir este triunfo con ustedes,

Mil gracias a todos.

Anggie Tatiana Gélvez Isaza

DEDICATORIA

Dedico esta obra a Dios, a mis padres y a mis sobrinos Julio Cesar y Zoe Maylen quienes son, como todos los niños, el recurso más importante del mundo y la mejor esperanza para el futuro.

Anggie Tatiana Gélvez Isaza

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. OBJETIVOS	23
1.1 OBJETIVO GENERAL	23
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
2. GENERALIDADES	24
2.1 MARCO REFERENCIAL	24
2.2 OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	26
2.3 REQUISITOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	27
2.4 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	29
2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.	30
2.6 RAZONES PARA INSPECCIONAR Y CAUSAS DE DETERIORO	31
2.7 CONTENIDO GENERAL Y FRECUENCIA DE LA INSPECCIÓN	32
3. RECONOCIMIENTO VISUAL DE LA SUBESTACIÓN	35
4. LEVANTAMIENTO Y DETERMINACIÓN DE LAS DESVIACIONES	38
4.1 DETERMINACIÓN DE LAS DESVIACIONES	40
5. MEDIDAS	43
5.1 EQUIPOS BÁSICOS PARA LA INSPECCIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	43
5.1.1 Microhmímetro	43
5.1.2 Equipo de inyección de corriente	44
5.1.3 Pinza amperimétrica	44
5.1.4 Multímetro	44
5.2 SEGURIDAD EN LAS MEDICIONES. ⁵	45
5.3 MEDIDA DE EQUIPOTENCIALIDAD	47
5.3.1 Configuración de los equipos de medición	47
5.3.2 Medición de equipotencialidad entre registros (cajas de inspección)	47
5.3.3 Selección de registro centralizado para la toma de medidas en equipos.	50
5.3.4 Medición de equipotencialidad y corrientes espurias en equipos	51

5.4 MEDIDA DE TENSIONES DE PASO, DE CONTACTO Y TRANSFERIDAS	55
5.4.1 Equipos por utilizar	56
5.4.2 Consideraciones y calibración del equipo de inyección.	57
5.4.3 Medición de tensiones de paso	59
5.4.4 Medición de tensiones de contacto	62
5.4.5 Medición de tensiones transferidas	64
5.5 MEDIDA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA	65
5.5.1 Equipos por utilizar	66
5.5.2 Medida de resistencia de puesta a tierra	66
6. RECOPIACIÓN Y ENTREGA DE LA DOCUMENTACIÓN FINAL	70
6.1 ACCIONES PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS	71
6.2 FORMATOS GUÍA PARA LA METODOLOGÍA	73
6.2.1 Formato de levantamiento y determinación de desviaciones	74
6.2.2 Formato medida de equipotencialidad entre registros	75
6.2.3 Formato medida de equipotencialidad de elementos	76
6.2.4 Formato medida de tensiones de paso.	77
6.2.5 Formato medida de tensiones de contacto.	78
6.2.6 Formato medida de tensiones transferidas	79
6.2.7 Formato medida de resistencia de puesta a tierra	80
7. CONCLUSIONES	81
8. RECOMENDACIONES	82
BIBLIOGRAFIA	83
ANEXOS	85

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Máximo período entre inspecciones de un sistema de puesta a tierra de alta y extra alta tensión.	33
Tabla 2. Malas prácticas ingenieriles frecuentes en los sistemas de puesta a tierra.	40
Tabla 3. Umbrales de resistencia en la medición de equipotencialidad.	50
Tabla 4. Constantes de los materiales utilizados en los SPT.	53
Tabla 5. Valores admisibles de tensiones de paso y contacto.	62
Tabla 6. Acciones preventivas y/o correctivas correspondientes a los códigos de las malas prácticas ingenieriles vistas en la tabla 2.	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. SPT con puestas a tierra dedicadas e interconectadas equipotencialmente	28
Figura 2. Componentes fundamentales de un sistema de puesta a tierra.	29
Figura 3. Medición de equipotencialidad entre registros.	48
Figura 4. Esquema de conexión de la medida de equipotencialidad entre registros (cajas de inspección).	49
Figura 5. Esquema de medición de las corrientes espurias en equipos y/o estructuras.	51
Figura 6. Esquema de conexión para la medición de equipotencialidad entre el punto de referencia y conductores de puesta a tierra de equipos y/o estructuras.	52
Figura 7. Esquema de conexión del equipo de inyección y los electrodos auxiliares.	58
Figura 8. Ubicación de los electrodos de medida.	59
Figura 9. Esquema de medición de las tensiones de paso.	60
Figura 10. Esquema de medición de las tensiones de contacto.	63
Figura 11. Esquema de conexión para la medida de resistencia de puesta a tierra.	67
Figura 12. Diagrama vectorial de tensiones medidas mediante el método de cambio de polaridad.	68
Figura 13. Resistencia vs. Distancia	69

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA.	86
ANEXO B. PLANTILLA DE INSPECCIÓN PARA SPT EN S.E DE AT Y EAT.	92

GLOSARIO¹

Apantallamiento. Conjunto de elementos metálicos que se instalan alrededor de dispositivos e instalaciones para protegerlos contra efectos de una perturbación electromagnética.

Barra equipotencial. Conductor de tierra colectiva, usualmente una barra de cobre o un cable que permite la unión de dos o más conductores y garantiza el mismo potencial.

Cable apantallado. Cable con una envoltura conductora que permite controlar fenómenos electromagnéticos inducidos. Es igual que cable blindado.

Conductividad eléctrica. Poder conductor específico de una sustancia. Es el recíproco o inverso de la resistividad. La unidad de la conductividad es el siemens.

Conductor de protección o de puesta a tierra de equipo. Conductor usado para conectar parte metálicas que no transportan corriente, como canalizaciones y gabinetes con el punto neutro o con el conductor de electrodo de puesta a tierra.

Conductor puesto a tierra. Conductor de un sistema eléctrico conectado intencionalmente a tierra, generalmente en el neutro.

Conductor a tierra. (También llamado conductor del electrodo de puesta a tierra) Conductor que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

Conector. Dispositivo (elemento o sistema conductor) metálico que permite realizar el acto de la conexión de la baja impedancia o resistencia eléctrica (camino eléctrico continuo) entre dos o más componentes conductores metálicos de un sistema de

¹ NTC 6307:2018. Norma Técnica Colombiana. ICONTEC.

puesta a tierra, especialmente diseñado (Soldadura exotérmica, lengüeta, conector a presión o de cuña o abrazadera) para su operación.

Conexión equipotencial. Conexión eléctrica entre dos o más puntos, de tal manera, que ante el paso de una corriente quedan esencialmente al mismo potencial.

Corrientes espurias. Corrientes que circulan en el terreno o en conductores conectados a dos puntos puestos a tierra, sometidos a una diferencia de potencial.

Corriente de falla a tierra. Corriente que se presenta durante una falla y que fluye por la puesta a tierra.

Corrosión. Ataque a una materia y destrucción progresiva de la misma, mediante una acción química, electroquímica o bacteriana.

Cortocircuito. Fenómeno eléctrico ocasionado por una unión accidental o intencional de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial de un mismo circuito.

Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPS). Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso; corriente al menos un elemento no lineal.

Electrodo de puesta a tierra. Conductor o grupo de conductores en contacto con el suelo, para proporcionar una conexión eléctrica con el terreno. Puede ser una varilla, un tubo, una placa o un cable, resistentes a la humedad y a la acción química del terreno.

Máximo potencial de tierra. Máxima elevación del potencial de una puesta a tierra con respecto a otra remota, cuando fluye a través de la primera una corriente desde o hacia el terreno.

Equipotencialidad. Estado real de interconexión eléctrica, determinado por mediciones, entre partes conductoras.

Equipotencialización. Indica que todos los puntos deben estar aproximadamente al mismo potencial.

Equipotencializar. Es el acto, proceso, práctica o acción de conectar partes conductoras de las instalaciones, equipos o sistemas entre sí o un sistema de puesta a tierra, mediante una baja impedancia, para que la diferencia de potencial sea mínima entre los puntos interconectados.

Falla a tierra. Conexión conductiva, bien sea intencional o accidental, entre cualquier conductor de un sistema eléctrico y la tierra o los materiales conductoras que están puestas a tierra.

Malla de puesta a tierra. Sistema de electrodos ortogonales conformado por conductores desnudos interconectados y enterrados en forma horizontal.

Masa. Conjunto de partes metálicas de un equipo, que, en condiciones normales, están aisladas de las partes activas y se toma como referencia para las señales y tensiones de un circuito electrónico. Las masas pueden estar o no estar conectadas a tierra. El término “masa” solo debe utilizarse para aquellos casos en que no es suelo, como los aviones, los barcos y los autos.

Puente de conexión equipotencial. Conductor confiable que asegura la conductividad eléctrica necesaria entre las partes metálicas que deben estar eléctricamente conectadas entre sí.

Puesta a tierra permanente o funcional. Aquella asociada al sistema eléctrico de alimentación o circuito normal de trabajo; sirve para tanto condiciones de funcionamiento normal, como de falla. Puede ser de subestación, de comunicación, de estática, de equipo sensible, de protección contra rayos o requerida por las disposiciones de los fabricantes de equipo electrónico.

Puesta a tierra. Condición de un sistema, circuito o aparato conectado a tierra intencional o accidentalmente. No son adecuados términos como aterrado y aterrizado.

Red equipotencial. Conjunto de conductores del SPT que no están en contacto con el suelo o el terreno y que conectan sistemas eléctricos, equipos o instalaciones con la puesta a tierra.

Registro (Caja de inspección). Puntos de conexión accesibles a la malla del sistema de puesta a tierra con el fin de verificar las características del electrodo de puesta a tierra y su unión con la red equipotencial.

Resistencia de puesta a tierra o resistencia de dispersión. Relación entre el potencial del sistema de puesta a tierra a medir, respecto a una tierra remota y la corriente que fluye entre estos puntos.

Resistividad del terreno. Relación entre la diferencia de potencial de un material y la corriente que resulta en el mismo. Es la resistencia específica de una sustancia. Numéricamente es la resistencia ofrecida por un cubo de 1 m x 1 m x 1 m, medida entre dos caras opuestas. Se da en ohmio metro (Ωm).

Sistema de puesta a tierra (SPT). Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

Sobretensión. Tensión anormal existente entre dos puntos de una instalación eléctrica, superior a la tensión máxima de operación normal de un dispositivo, equipo o sistema.

Sólidamente puesto a tierra. Régimen de conexión de una puesta a tierra, sin otra impedancia que la del cable.

Suelo o terreno. Capa de productos de meteorización, llena de vida, que se encuentra en el límite entre la roca inerte de la corteza y la atmósfera.

Tensión de contacto. Diferencial de potencial que durante una falla se presenta entre una estructura metálica puesta a tierra y un punto de la superficie del terreno a una distancia de un metro. Esta distancia horizontal es equivalente a la máxima que se puede alcanzar al extender un brazo.

Tensión de paso. Diferencia de potencial que durante una falla se presenta entre dos puntos de la superficie del terreno, separados por un paso (aproximadamente un metro).

Tensión de malla. Máxima de tensión de contacto que se puede presentar en el área de localización de una malla de puesta a tierra.

Tensión transferida. Caso especial de la tensión de contacto donde un potencial es conducido hasta un punto remoto respecto a la subestación o una puesta a tierra.

Tiempo de despeje de falla. Tiempo que transcurre desde el inicio de una falla, hasta el momento en que se desconecte al ser accionado el dispositivo de protección.

Tierra. Para sistemas eléctricos, es una expresión que generaliza todo lo referente a sistemas de puesta a tierra. En temas eléctricos se asocia al suelo, terreno, tierra,

masa, chasis, carcasa, armazón, estructura o tubería de agua. Se le considera como la referencia de potencial de cero voltios en condiciones de operación normal.

Tierra de referencia. Barra interna de los equipos electrónicos, que se fija el potencial de referencia cero para sus circuitos internos. también se le conoce como tierra lógica o terminal común de circuitos.

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA INSPECCIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA EN SUBESTACIONES DE PATIO DE ALTA Y EXTRA ALTA TENSIÓN.*

AUTORES: ANGGIE TATIANA GÉLVEZ ISAZA
JHOAN SEBASTIÁN RODRÍGUEZ DÍAZ**

PALABRAS CLAVE: Inspección, Puesta A Tierra, Subestaciones, Normativa Vigente, Medidas, Diagnóstico.

DESCRIPCIÓN

Los sistemas de puesta a tierra representan una de las partes más importantes de las instalaciones eléctricas, por lo tanto, se les debe dar la importancia y atención que esta requiere. El siguiente trabajo de grado tiene como fin presentar una guía metodológica para la inspección de sistemas de puesta a tierra en subestaciones de patio de alta y extra alta tensión, esto debido al gran desconocimiento que existe actualmente en la disciplina ingenieril de los sistemas de puesta a tierra. Asimismo, se ha evidenciado que se incurre en malas prácticas en su diseño, construcción y posterior puesta en servicio, lo cual puede generar accidentes en las personas que se encuentren en las inmediaciones de la instalación eléctrica y daños en los equipos. Por lo tanto, se deben establecer ciclos de inspección y mantenimiento con el fin de garantizar su adecuado funcionamiento y protección ante cualquier tipo de sobretensión.

En síntesis, se verá reflejado en el presente documento, un protocolo claro en la aplicación de la inspección para este tipo de instalaciones, por lo cual se darán a conocer las malas prácticas que se presentan con frecuencia y sus respectivas mejoras basadas en la normativa legal vigente, así como las mediciones que se deben realizar y las pautas mínimas de seguridad para su aplicación.

Como resultado se obtendrán las herramientas básicas y necesarias para la realización de un diagnóstico en los sistemas de puesta a tierra estudiados, por parte del personal experto en la disciplina.

* Trabajo de grado

** Facultad De Ingenierías Fisicomecánicas Escuela De Ingenierías Eléctrica, Electrónica Y De Telecomunicaciones. Director. JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO. Magíster en Potencia Eléctrica. Codirector. RAFAEL ARISMENDY WEBER. Magíster en Potencia Eléctrica

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR THE INSPECTION OF GROUNDING SYSTEMS IN HIGH AND EXTRA HIGH VOLTAGE PATIO SUBSTATIONS.*

AUTHORS: ANGGIE TATIANA GÉLVEZ ISAZA
JHOAN SEBASTIÁN RODRÍGUEZ DÍAZ**

KEY WORDS: INSPECTION, GROUNDING, SUBSTATIONS, EFFECTIVE REGULATION, MEASURES, DIAGNOSIS.

DESCRIPTION

Earthing systems represent one of the most important parts of electrical installations, therefore, it should be given the importance and attention it requires. The following degree work is intended to present a methodological guide for the inspection of grounding systems in high and extra high voltage patio substations, this due to the great lack of knowledge that currently exists in the engineering discipline of grounding systems Earth. Likewise, it has been shown that there are bad practices in its design, construction, and subsequent commissioning, which can cause accidents to people in the immediate vicinity of the electrical installation and cause damage to equipment. Therefore, inspection and maintenance cycles must be established in order to guarantee its proper operation and protection against any type of overvoltage.

In summary, this document will show a clear protocol in the application of inspection for this type of facility, which will make known the bad practices that frequently occur, and their respective improvements based on legal regulations. In force, as well as the measurements to be performed and the minimum safety guidelines for its application.

As a result, the basic and necessary tools will be obtained to carry out a diagnosis in the earthing systems studied, by expert personnel in the discipline.

* Degree work

** Faculty of Physicomechanical Engineering School of Electrical, Electronic and Telecommunications Engineering. Director. JULIO CÉSAR CHACÓN VELASCO. Master in Electrical Power. Co-director. RAFAEL ARISMENDY WEBER. Master in Electrical Power

INTRODUCCIÓN

Un sistema de puesta a tierra (SPT) es la parte esencial y obligatoria en cualquier tipo de instalación eléctrica, llegando a constituirse como parte indispensable de la misma; este consiste en la conexión de equipos eléctricos, electrónicos y estructuras metálicas a tierra, que, ante algún tipo de sobretensión temporal, permite proteger el sistema, ante una falla permanente ya sea a nivel de frecuencia industrial y/o entre la estructura aterrizada y la red de servicio energético.

El punto a tierra es aquel en donde su potencial, masa o energía es mínimo, permitiendo así, que los SPT sean sistemas capaces de drenar de la forma más eficiente las corrientes perjudiciales o no deseadas, garantizando las condiciones de seguridad de los seres vivos, protegiendo así, principalmente la vida de las personas que están en contacto o en áreas de influencia de sistemas eléctricos.

Según lo indica el reglamento técnico de instalaciones eléctricas (RETIE), cuando existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente ². No obstante, se ha evidenciado que esta práctica no se realiza en subestaciones de alta y extra alta tensión, en cambio, se ha optado por construir una única malla de puesta a tierra que conecte todo el sistema. Esta práctica es la principal causa del deterioro y/o daño parcial o total de los elementos conectados a la malla cuando se presentan sobretensiones, fallas o descargas atmosféricas.

Por otra parte, la puesta a tierra es un requisito técnico esencial de toda instalación eléctrica y su objetivo es la seguridad de las personas, la protección de las instalaciones eléctricas y la compatibilidad electromagnética. En las subestaciones de alta y extra alta tensión es crítico este requerimiento dado que se exige un sistema de puesta a tierra con una resistencia menor a 1 ohm. Los componentes del sistema de puesta a tierra tienden a perder su efectividad después de unos años

² RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013. Ministerio de Minas y Energía.

debido a factores ambientales, características de los materiales, como también defectos de diseño. Los trabajos de inspección y mantenimiento deben garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE. Si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben realizarse sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento.

Debido al desconocimiento de los sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas que existe en los profesionales recién egresados y que usualmente salen a desempeñar roles como inspectores de instalaciones eléctricas, se realizará este trabajo de grado con el fin proponer una metodología que oriente en la inspección de los sistemas de puesta a tierra, es decir, que contenga un protocolo claro sobre los elementos que se deben revisar, las mediciones que se deben tomar, que enseñe a reconocer desviaciones y que presente acciones preventivas y correctivas sobre la base de las normas vigentes.

Además, últimamente se ha puesto en relieve las malas prácticas ingenieriles que se han venido ejecutando en los sistemas de puesta a tierra y el desconocimiento acerca de las normativas que se deben aplicar para su correcta puesta en servicio.

Este trabajo de grado tiene como enfoque sugerir un procedimiento que oriente a la inspección de los sistemas de puesta a tierra en subestaciones de patio de alta y extra alta tensión, basados en la normativa legal nacional e internacional vigente. Para finalizar, se plantean alternativas de corrección de las desviaciones frecuentes que se encuentran en este tipo de instalaciones estudiadas.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Proponer una metodología para la inspección del sistema de puesta a tierra en subestaciones de patio de alta y extra alta tensión.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Realizar un documento que recopile las desviaciones frecuentes que se presentan durante la construcción e implementación de los sistemas de puesta a tierra (SPT) en las subestaciones de patio de alta y extra alta tensión.

Indicar las mediciones que se deben realizar de acuerdo con la normativa vigente, que correspondan al diagnóstico de los sistemas de puesta a tierra (SPT) en las subestaciones de patio de alta y extra alta tensión.

Proponer acciones preventivas y correctivas de acuerdo con las desviaciones presentes en el sistema de puesta a tierra examinado, tomando como soporte las normas vigentes.

Sugerir un formato guía de la metodología propuesta.

2. GENERALIDADES

En este capítulo se mostrará una pequeña reseña histórica de los sistemas de puesta a tierra, la normativa específica referente a la disciplina ingenieril aplicada a subestaciones de patio de alta y extra alta tensión; por otro lado, se revisarán los principales objetivos de los sistemas de puesta tierra, sus requisitos, componentes y tipos de sistemas de puesta a tierra. Además, se darán a conocer las razones para inspeccionar y causas de deterioro más representativas; por último, se presentará el contenido general que debe tener una inspección y la frecuencia con la cual se debe realizar.

2.1 MARCO REFERENCIAL

Durante los primeros 140 años de la electricidad artificial, los científicos e ingenieros utilizaron la tierra como conductor para devolver la corriente eléctrica continua a la fuente. Sin embargo, Edison se dio cuenta de los posibles riesgos para la salud física que esta práctica conllevaba para los humanos y animales. Durante un breve cuarto de siglo, la tierra no se usó como conductor, debido, a la falta de conocimiento de la electricidad por parte del hombre, que posteriormente evidenciaría lo perjudicial de esta práctica.³

En el año 1720 S. Gray y G. Wheeler realizaban los primeros estudios sobre la resistividad de las rocas y en 1746 el físico William Watson descubrió que el suelo era conductor. En 1892 el New York Board of Fire (NYBFU), basado en el estudio del profesor Henry Morton, determinó que la práctica de las conexiones a tierra era peligrosa y estas debían ser retiradas antes del primero de octubre de 1892, teniendo como precedente en 1879 como primera muerte de una persona con energía eléctrica generada a 250 V.

³ Zipse, D. W. , "A History of Grounding and Earthing Practices in the United States: Part 2: Continuing From the 1930s Onward," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 25, no. 2, pp. 68-75, March-April 2019.

En los años posteriores se continuaron realizando investigaciones que llevaron en el año 1900 a la revista *Electrical World and Engineer* informar sobre la resolución de permitir la conexión a tierra en sistemas de menos 550 V.

Además, en 1904 VDE⁴ publicó las primeras recomendaciones sobre sistemas de puesta a tierra en Alemania. Posteriormente debido a la necesidad de crear un método para determinar la característica del terreno Schlumberger y Wenner idearon en 1915 los arreglos tetraelectrónicos para realizar la medida de la resistividad del terreno.

Con el regreso de los soldados a EE. UU., al final de la Segunda Guerra Mundial en 1945, se produjo una expansión de la vivienda. Esto comenzó a principios de la década de 1950 y dio lugar a la demanda de herramientas eléctricas, que, en ese momento, estaban hechas de metal, el cual es eléctricamente conductor; herramientas eléctricas tales como taladros, lijadoras de banda y cortadoras de setos fueron cableadas con conductores de dos hilos. Como consecuencia, si alguna de dichas herramientas se dañaba y/o se cortaba el cable de dos hilos, uno de los conductores energizados podía entrar en contacto con la carcasa metálica de la misma, por lo que la persona que sostenía la herramienta metálica sufriría una descarga eléctrica. Este incidente, llevó a requerir la introducción del tercer conductor de conexión a tierra del equipo, ya fuese desnudo o con aislamiento de color verde. Por lo que la introducción de esta práctica a partir de la década de 1950 ha salvado muchas vidas.⁵

Por consiguiente, fue necesaria la introducción de normas eléctricas por parte de comisiones eléctricas de profesionales expertos, que llevasen a estandarizar las prácticas seguras y confiables que debían llevarse a cabo en la conexión eléctrica

⁴ VDE: Federación Alemana de Industrias Electrotécnicas, Electrónicas y de Tecnologías de la Información

⁵ Zipse, D. W. , "A History of Grounding and Earthing Practices in the United States: Part 2: Continuing From the 1930s Onward," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 25, no. 2, pp. 68-75, March-April 2019.

de equipos a tierra, con el fin de salvaguardar la vida y la seguridad de los seres vivos. Siendo las cosas así y en la perspectiva que aquí se adopta, resulta claro que las normas eléctricas actuales como la IEEE 80, IEEE 81, NTC 6307 y los reglamentos técnicos como el RETIE establecen los lineamientos básicos para el diseño, instalación y puesta en servicio de los sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas. Estas, presentan una formulación básica con el propósito de determinar los parámetros eléctricos de diseño e inspección, así como especifican las técnicas de medición. En consecuencia, el propósito de las normas y los reglamentos se basa en garantizar las condiciones de seguridad de los seres humanos y proteger las instalaciones eléctricas.

2.2 OBJETIVOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Los sistemas de puesta a tierra tienen tres objetivos principales:

a. La seguridad de las personas y animales. Una buena conexión equipotencial entre objetos conductores evita que, al momento de circular corrientes debidas a fallas del sistema o descargas eléctricas atmosféricas, se produzcan diferencias de potencial (representados en las tensiones de paso, de contacto y transferidas) que pueden lesionar a los seres vivos. Además, un adecuado sistema de puesta a tierra facilita la operación de las protecciones, lo cual ayuda a controlar las intensidades de arcos eléctricos.

b. Protección de la instalación y los equipos. Una buena conexión a tierra previene incendios en las edificaciones, al eliminar diferencias de potencial riesgosas para los equipos y los demás elementos contenidos en la estructura.

c. Compatibilidad electromagnética. Un buen sistema de puesta a tierra ayuda a reducir el ruido eléctrico, principalmente en los sistemas de control y telecomunicaciones, además asegura que las diferencias de potencial entre equipos

interconectados sean mínimas y que los acoples de los campos eléctricos y magnéticos sean minimizados.

2.3 REQUISITOS DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA⁶

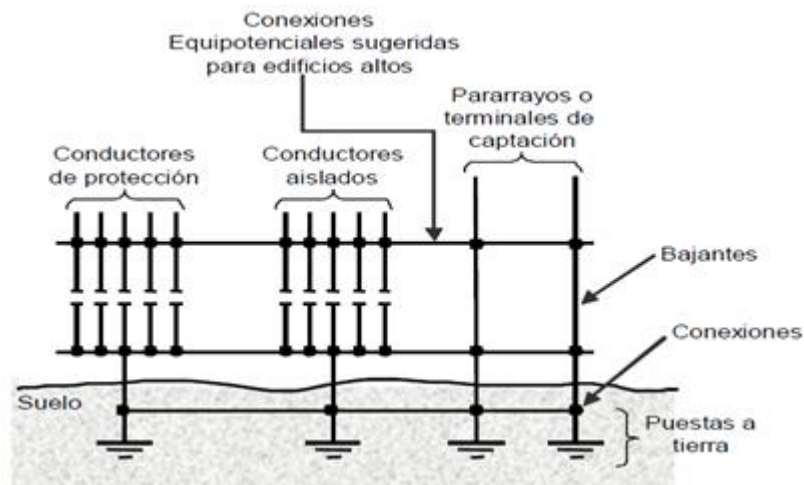
Un sistema de puesta a tierra debe cumplir los siguientes requisitos:

- Permitir su mantenimiento periódico.
- La variación de resistencia debida a cambios ambientales debe ser mínima.
- Su vida útil debe ser mayor de 15 años.
- El valor de la resistencia debe estar acorde con el tipo de protección requerida.
- Resistir de la corrosión.
- Los elementos metálicos que forman parte de las instalaciones eléctricas no pueden ser incluidos como parte de los conductores de puesta a tierra. Este requisito no excluye el hecho de que se deben conectar a tierra, en algunos casos.
- Los elementos metálicos principales que actúan como refuerzo estructural de una edificación deben tener conexión eléctrica permanente con el sistema de puesta a tierra general.
- Las conexiones que van abajo el nivel del suelo en puestas a tierra se deben realizar mediante soldadura exotérmica o conector certificado para tal uso.

⁶ NTC 6307:2018, Norma Técnica Colombiana. ICONTEC. P. 8.

- No se deben utilizar electrodos de aluminio para puestas a tierra.
- Cuando por requerimientos de una instalación o inmueble, existan varias puestas a tierra, todas ellas deben estar interconectadas eléctricamente con el fin de evitar diferencias de potencial peligrosas, además de facilitar la distribución de corrientes de falla. Este criterio tomado de la IEC está establecido igualmente en el RETIE y en la NTC 2050, la interconexión puede hacerse por encima o por debajo del nivel del piso (véase figura 1).

Figura 1. SPT con puestas a tierra dedicadas e interconectadas equipotencialmente



Fuente: RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Capítulo 15.1.

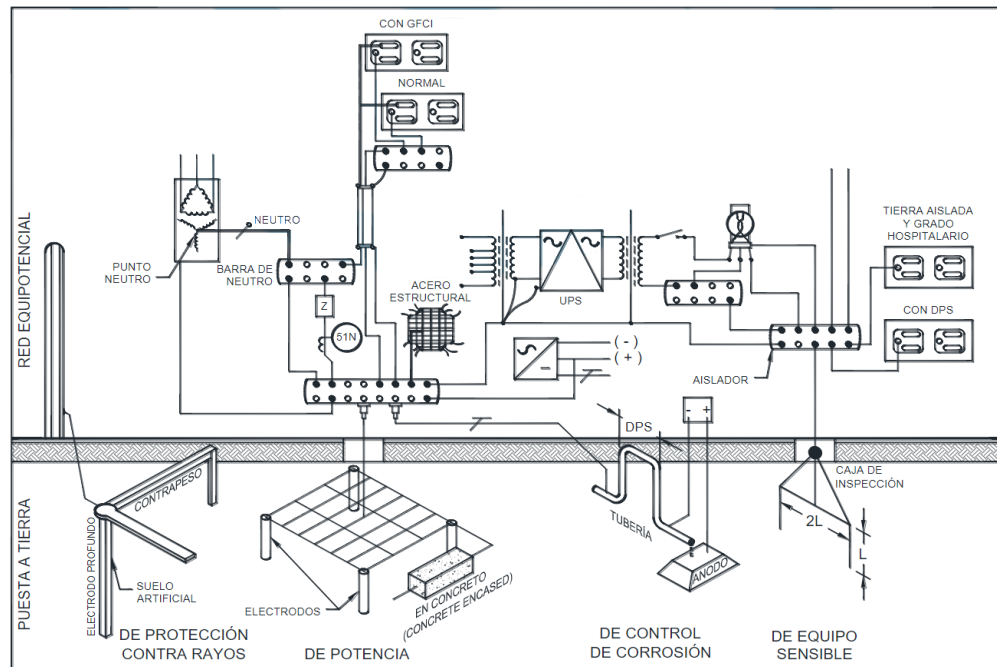
- Una puesta a tierra se considera eléctricamente independiente de otra, cuando sus zonas de influencia no se traslapan. Esto se da cuando su separación es del orden de 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra más grande. Solo en este caso no es necesario equipotencializarlas.
- Se debe evitar unir el conductor neutro y el conductor de puesta a tierra de un sistema en más de un punto. Al realizar estas uniones, parte de la corriente del neutro circula por el conductor de puesta a tierra (conocida como corriente de modo común), lo cual genera diferencias de potencial en el SPT, que pueden afectar a los equipos electrónicos en red.

- Se debe evitar intercambiar el conductor de neutro con el conductor de puesta a tierra de una instalación.
- Cumplir el código de colores de identificación de los conductores.

2.4 COMPONENTES DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Un sistema de puesta a tierra puede clasificarse en su forma más sencilla en dos partes, tales como: puesta a tierra, la cual se encuentra bajo el nivel del piso y la red equipotencial, que es la interconexión sobre el nivel del piso. Ver figura 2.

Figura 2. Componentes fundamentales de un sistema de puesta a tierra.



Fuente: NTC 6307, Norma Técnica Colombiana, Capítulo 4, sección 3.

Los principales componentes de una puesta a tierra son:

- Electrodos de puesta a tierra, los cuales pueden ser tipo varillas, tubos, placas, flejes, cables o alambres.

- Conductores de la puesta a tierra, que en general, se eligen entre circulares o rectangulares, van enterrados a unos 50 cm y siempre es preferible utilizar cables de pocos hilos.
- Conexiones, las cuales deben estar certificadas para enterramiento directo. Existen dos tipos: mecánicas y exotérmicas.

Por otro lado, los principales componentes de la red equipotencial son:

- Conductor a tierra o conductor del electrodo de puesta a tierra, que une el sistema eléctrico con la puesta a tierra. Éste debe estar dimensionado para soportar la circulación de la corriente de falla del sistema.
- Barra equipotencial, que cumple la función de elemento integrador de los conductores de puesta a tierra.
- Puente equipotencial, el cual se utiliza para asegurar la continuidad eléctrica entre partes metálicas que requieren ser conectadas equipotencialmente.

2.5 TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Los sistemas de puesta a tierra se clasifican básicamente en dos grupos, los cuales son:

a. Sistemas de puesta a tierra temporales. Que consisten en dispositivos que se ponen en cortocircuito y conecta a tierra los conductores activos de un sistema eléctrico para la protección del personal que interviene en dicho sistema. Este tipo de dispositivos se utiliza para trabajos de mantenimiento en sistemas de baja, media y alta tensión.

b. Sistemas de puesta a tierra permanentes. Los cuales pertenecen al sistema eléctrico y no pueden ser desconectados en ningún momento porque forman parte del circuito de corriente de falla. Dependiendo de su aplicación, tienen diferentes configuraciones, especificaciones y aplicaciones tales como: corriente continua, comunicaciones, equipos de cómputo, estática, protecciones contra rayos, protección catódica, subestaciones, torres de líneas de transmisión y de distribución.

Cabe resaltar que, para el presente trabajo de grado, se centrará toda la atención en la aplicación de sistemas de puesta a tierra en subestaciones, especialmente de alta y extra alta tensión.

2.6 RAZONES PARA INSPECCIONAR Y CAUSAS DE DETERIORO

Es un error común definir al sistema de puesta a tierra como un componente inmune al paso del tiempo o a factores externos, debido al concepto equivocado en pensar que se encuentra en su totalidad bajo tierra, por ende, se entiende que esto no afectaría su desempeño. Sin embargo, tiende a ser propenso a perder su condición inicial de diseño u operación debido a diferentes factores, tales como:

- Humedad.
- Corrosión.
- Reacciones químicas debido a los diferentes estratos de los que se compone la tierra donde se encuentran enterrados los electrodos.
- Condiciones ambientales adversas como lluvias, sequías o descargas atmosféricas.
- Cambios del terreno debido a construcciones o drenajes.

- Cambios mecánicos como, por ejemplo, la pérdida de torque y/o debilitamiento de las conexiones entre el conductor de puesta a tierra y los electrodos.
- Sobrecalentamiento de los conductores.
- Errores de diseño y/o construcción.

Estos factores derivan en deterioros que en consecuencia originan condiciones inseguras en la instalación, entre las cuales podemos destacar:

- Pérdida de la capacidad de drenaje de corrientes indeseables debidas a sobretensiones, fallas o descargas atmosféricas.
- Ausencia de la equipotencialidad de la instalación.
- Presencia de tensiones de paso y contacto elevados.
- Disminución del valor de la resistencia de puesta a tierra, lo que implicaría en una pérdida económica debido al intento en alcanzar el valor requerido.

En consecuencia, debidas a estas condiciones es imperativo realizar inspecciones periódicas de la instalación que garanticen la correcta operación y seguridad de los equipos y las personas que se encuentran en ella.

2.7 CONTENIDO GENERAL Y FRECUENCIA DE LA INSPECCIÓN

El objetivo de una inspección es garantizar el correcto funcionamiento de un SPT, esta debe realizarse por un especialista en el tema, el cual deberá entregar documentos que soporten lo observado. Dicha inspección deberá incluir:

Verificación de la documentación técnica. Consiste en toda la documentación del SPT, tales como memorias de cálculo, descripción del diseño y planos técnicos.

Reportes visuales. Está conformado por el reconocimiento visual, levantamiento de la subestación y registro fotográfico de las desviaciones.

Pruebas. Medidas de equipotencialidad, tensiones de paso y contacto, y resistencia de puesta a tierra.

Documentación final. Informe final, el cual deberá contener las desviaciones presentes en el SPT y sus respectivas acciones preventivas y correctivas.

Cabe destacar, que todos los SPT deberán ser inspeccionados durante su construcción, una vez finalizada su instalación y durante su periodo de mantenimiento. Para subestaciones eléctricas de patio de alta y extra alta tensión su ciclo de mantenimiento se evidencia en la tabla 1.

Tabla 1. Máximo período entre inspecciones de un sistema de puesta a tierra de alta y extra alta tensión.

Nivel de tensión en la instalación, según NTC 1340	Inspección visual	Inspección visual y mediciones	Sistemas críticos, inspección visual y mediciones
Alta y extra alta	2 años	4 años	1 año

Fuente: RETIE, Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, Capítulo 15, Sección 6.

Los intervalos de la anterior tabla pueden variar, según condiciones climáticas locales, fallas que comprometan la integridad del SPT, normas de seguridad industrial, exigencias de compañías de seguros, procedimientos o regulaciones técnicas de empresa.

Es de suma importancia garantizar una continua actualización del SPT para el cumplimiento del RETIE, por lo que, si una inspección muestra que se requieren

reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento.

3. RECONOCIMIENTO VISUAL DE LA SUBESTACIÓN

Al momento de iniciar la inspección del sistema de puesta a tierra de una subestación de patio de alta y extra alta tensión, se debe partir del reconocimiento visual de la misma. Para esto, deben tenerse en cuenta principalmente aspectos tales como:

- A. Requerimiento de la documentación como memorias de cálculo, descripción del diseño y planos técnicos.
- B. Identificar el tipo de subestación. Las subestaciones de AT y EAT se clasifican en subestaciones de: transformación o conmutación.
- C. Establecer el tipo de configuración del sistema de barras de los patios de la subestación. Estas se clasifican en: Barra sencilla, Barra sencilla con seccionador By-Pass, Doble barra, anillo, Interruptor y medio, y anillo cruzado, entre otros.
- D. Ubicar las partes y elementos principales de la subestación. Las partes principales de las subestaciones son: pórticos, patios de conexión, patios de transformadores, bahías de líneas, bahías de transformador, sala de servicios auxiliares, cuarto de baterías, sala de control y sala de grupo electrógeno. Además, las bahías se conforman de: equipos de maniobra como interruptores y seccionadores, equipos de medición como PT's y CT's y equipos de protección como los DPS.

Como primera instancia, se debe coordinar con el área encargada, para la obtención de los planos, memorias de cálculo y demás documentación necesaria, con el fin de examinar, detallar y precisar la conformación física de la subestación.

Posteriormente, se procede con el reconocimiento en campo de la subestación, así como la comprobación de lo visto en la documentación estudiada. Dicho esto, cabe

aclarar que previo a la salida de campo se deben tomar las medidas de seguridad pertinentes al protocolo de seguridad del cliente, además del uso de los elementos de protección personal (EPP) reglamentados.

Una vez en campo se inicia el recorrido de la subestación, se elige el nivel de tensión con el que se inicia el desplazamiento (115 kV, 230 kV, 500 kV, etc.) Se recomienda iniciar con el patio de mayor nivel de tensión, ya que en este tipo de subestaciones dicho nivel presenta las afectaciones más críticas. Además, el recorrido de inspección debe realizarse de manera descendente a partir del nivel de tensión ya seleccionado, con el objetivo de tener orden en el barrido de la instalación. A su vez, se deben identificar el tipo de patio, el número de bahías por patio, el tipo de bahía, el número de líneas y transformadores presentes. Así como el sistema de apantallamiento de la subestación, compuesto por el número de bajantes por estructura, el número de anillos equipotenciales y el número total de puntas captadoras y/o mástiles. Es de vital importancia determinar el punto de partida de inspección sobre las bahías, por lo que se recomienda partir en el sentido de la ruta del transporte de energía, es decir, de la fuente a la carga. Cabe resaltar, que generalmente las torres de transmisión se codifican de acuerdo con la ruta de transporte de energía. Una vez establecido el punto de partida, se puede ubicar de manera exacta cada elemento de la subestación, con el objeto de facilitar la etapa de levantamiento.

A continuación, se debe realizar el reconocimiento de los elementos de patio, tales como seccionadores, interruptores, CT's, PT's, DPS, transformadores de potencia, reactores, entre otros. Identificar la fase y circuito donde esté conectado cada elemento, así como el tipo de estructuras de soporte en el cual se encuentran. Además, de especificar detalladamente la ubicación de cada elemento y componentes de la subestación.

Una vez finalizada la inspección visual en campo, se procede a realizar el reconocimiento de la sala de servicios auxiliares, cuarto de baterías, sala de control,

sala de grupo electrógeno, que, por lo general, se encuentran dentro del edificio de control. Este recinto, se compone primordialmente de celdas, las cuales son nuestro principal objetivo por caracterizar y ubicar, ya que existen celdas de varios tipos tales como: celdas de medida, celdas de protección, celdas de servicios auxiliares, celdas de control, entre otros; por lo que se deben diferenciar unas de otras. Del mismo modo, tomar un punto de referencia que servirá para la siguiente etapa de levantamiento, este se recomienda tomar a partir de la entrada principal de cada sala y/o cuarto, para así, realizar el recorrido en sentido horario o antihorario, según disponga el inspector.

Este capítulo está fundamentado en muchos años de experiencia técnica de profesionales colaboradores expertos en la disciplina, destacando a *SPT INGENIERIA & CONFIABILIDAD S.A.S*, quien brindó de manera precisa parte de la base práctica de este trabajo de grado. Cabe destacar, que dicho proceso de inspección debe ser realizado por personal calificado y certificado en la misma. Así, de esta manera se da por finalizada la etapa de reconocimiento visual de la instalación en estudio.

4. LEVANTAMIENTO Y DETERMINACIÓN DE LAS DESVIACIONES

Los componentes de un SPT tienden a perder su confiabilidad y seguridad debido a errores de diseño, errores de instalación, alto niveles de salinidad en el ambiente, impacto de descargas atmosféricas y sobretensiones debidas a fallas. La etapa de levantamiento y determinación de desviaciones se fundamenta en garantizar la condición operativa del SPT. Las desviaciones, pueden definirse como no conformidades, incumplimientos y/o inobservancias de la normativa reglamentaria, evidenciados en el sistema como discontinuidades en las conexiones equipotenciales, alteraciones en los conductores, inexistencias de distancias de seguridad, entre otros; que para nuestro caso yacen en el sistema de puesta a tierra de la subestación. Estas deben ser documentadas de acuerdo con su ubicación. Es por ello, que previo a esta etapa de levantamiento, se realiza la ubicación visual de cada componente que pudiera estar conectado al sistema de puesta a tierra de la instalación.

El levantamiento de la subestación se realiza con el fin de determinar:

- La conformidad del diseño de acuerdo con los parámetros establecidos.
- Que el sistema de puesta a tierra se encuentre en buena condición operativa.
- Que no existan discontinuidades en las conexiones y no haya roturas accidentales en ellas o en los conductores, así como en los puentes equipotenciales.
- Que no haya alteración de ninguna índole en los conductores visibles y/o componentes que dan protección mecánica al sistema.
- El requerimiento de protecciones adicionales.

- Que se conserven las distancias de seguridad.
- La necesidad de un rediseño del sistema actual.

Es por esto, que la etapa de levantamiento es de suma importancia, por lo que debe ejecutarse con cautela y serenidad ya que funciona como base para la realización de medidas y posterior diagnóstico del sistema por parte del especialista.

Una vez completa la etapa de reconocimiento visual del campo, se procede a realizar la etapa de levantamiento, en la cual se documenta cada uno de los objetos que puedan estar conectados al sistema de puesta a tierra en un formato donde pueda especificarse la ubicación de los mismos, así como cada uno de los conductores de tierra, ya sean de protección, de apantallamiento, entre otros, que contengan cada uno de los elementos y/o equipos en la subestación. Esto debe realizarse siguiendo el mismo recorrido que se trazó en la etapa anterior y de acuerdo con el seccionamiento espacial por zonas que se le haya dado a la subestación. Una herramienta útil para lo anteriormente dicho puede evidenciarse en el formato 1. *Levantamiento y determinación de desviaciones*, además, puede apoyarse en el uso del anexo B. *Plantillas de inspección para SPT en S.E. de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

Cabe aclarar, que todo lo identificado en la etapa anterior debe ser correctamente documentado de la manera más explícita y exacta posible, es decir, cada elemento identificado debe documentarse con la ubicación física, real y precisa, además con su respectivo nombre, fase, código único de identificación (si lo tiene) y su respectiva evidencia fotográfica. Además, de especificarse el punto de partida espacialmente elegido para lo que respecta en las secciones del edificio de control, cuartos y salas de celdas, baterías y grupo electrógeno.

4.1 DETERMINACIÓN DE LAS DESVIACIONES

De manera paralela al levantamiento y/o documentación de la información, se describen y señalan las desviaciones existentes en los elementos y/o equipos acoplados al sistema de puesta a tierra. Para esto, es importante definir una codificación única para cada una de ellas, con el propósito de facilitar el uso e identificación de estas. Este tipo de nomenclatura queda a disposición de aquel que realice dicha inspección, resaltando que toma la responsabilidad de compartir dentro de la documentación final, su respectiva convención y definición.

Gracias a la vasta experiencia de los ingenieros especialistas y empresas colaboradoras, en la Tabla 2, se recopilan algunas desviaciones que se presentan en los sistemas de puesta a tierra, con su respectiva normativa que la soporta.

Tabla 2. Malas prácticas ingenieriles frecuentes en los sistemas de puesta a tierra.

Cod.	NO CONFORMIDADES	NORMA - REGLAMENTO
AC	Ausencia del conductor de puesta a tierra	RETIE 15.3.2 y 15.3.3
ACE	Ausencia de código de identificación de equipos	RETIE 20.21.1.d, 20.23.4.o y 25.7.2. k
AIC	Área inadecuada del conductor de SPT	RETIE 15.3.2, IEEE 80 11.3, NTC 6307 8.3.1 y NTC 6307 8.3.2
AICC	Impedancia alta debido a conductor embebido en concreto	NTC 2050 250-51-n3
AM	Ausencia total de mantenimiento	RETIE 15.6 y NTC 6307 11
APT	Ausencia total de puestas a tierra	RETIE 15
AR	Altas resistencias de puesta a tierra	RETIE 15.4, NTC 6307 4.2
ASR	Ausencia de simbología en cajas de registro del SPT	RETIE 15.1 y NTC 6307 8.7
BCN	Bajo calibre de neutro	RETIE 15.1, IEEE 519 y IEEE 1100
BE	Barra equipotencial en mal estado	NTC 6307 8.6
CAT	Conductor de aluminio utilizado como parte del electrodo de puesta a tierra	RETIE 15.3.1, NTC 6307 9.1

Cod.	NO CONFORMIDADES	NORMA - REGLAMENTO
CCA	Corrosión en conductor de puesta tierra	RETIE 15.3.2
CD	Conductor de SPT discontinuo, uso de estructuras como conductor	RETIE 15.3.3.c
CE	Conductor embebido en concreto no aislado	RETIE 15.4
CI	Calibre de conductor inadecuado	RETIE 15-3-2 y NTC 6307 8.3
CMD	Conducciones metálicas sin equipotencialidad o sin continuidad	RETIE 15
CNC	Conectores no certificados	RETIE 15.3.3 c.
CPE	Conductor de puesta a tierra no equipotencializado	NTC 6307 10.3
CRI	Dimensionamiento inadecuado de las cajas de registros del SPT	RETIE 15.1, NTC 6307 8.7
DA	Dispositivos conductores no aislados	RETIE 15.4
DB	Discontinuidad de conductor bajante	RETIE 16.3.2 i.
EC	Electrodos muy cortos	RETIE 15.3.1 - f
ECT	Exceso de conductores de SPT en una sola terminal de tornillería	RETIE 20.12.2
EMC	Electrodos de mala calidad	RETIE 15.3.1 - g
ENA	Empalme de conductor de puesta a tierra no adecuado	RETIE 15.3.3
EPT	Estructura sin conductor de puesta a tierra	RETIE 15.1
FB	Falta de barrajes equipotenciales	RETIE 20.23.4.h y NTC 6307 8.6
FCE	No se evidencia conexión equipotencial	RETIE 27.4.2 – e, NTC 6307 10.3
FCS	Falta de curvatura suave en conductor bajante	RETIE 16.3.2 j.
FPB	No se evidencia puesta a tierra de cada bajante	RETIE 16.3.2 h.
FTM	Falta de torque mecánico en tornillería	NTC 6307 9.1 - T15
INA	Interconexiones no adecuadas	RETIE 15.1, RETIE 16.3.2.c, RETIE 16.3.3 y NTC 6307 4.2
IP	Corriente espuria superior a la tolerable por el ser humano	NTC 6307 5.1.3, IEEE 80 6
IPB	No existe interconexión de puesta a tierra de bajantes	RETIE 15.1
MCT	Las carcasas o masas de equipos no cuentan con conexión a tierra	RETIE 27.4.2 - C y NTC 2050 250-155.

Cod.	NO CONFORMIDADES	NORMA - REGLAMENTO
MDC	Mala demarcación de colores	RETIE 15.3.3 - e y RETIE 6.3
MRI	Material de relleno inapropiado	NTC 6307 5.3
PE	Pérdida de equipotencialidad	NTC 6307 10.3
PG	Presencia de par galvánico	RETIE 25.7.1.f
PTD	Puestas a tierra sin hilo de continuidad	RETIE 15.3.3 c.
SMA	Mala aplicación de soldaduras exotérmicas	RETIE 15.1 y RETIE 15.3
TIC	Trayectoria inadecuada del conductor de SPT	RETIE 15.3.3.c y 16.3.2.j
TRM	Tapas de registros del SPT en mal estado	NTC 6307 8.7
VC	Tensión de contacto no tolerable para el ser humano	IEEE 80 8.4, RETIE 15.1, NTC 6307 5.4
VNT	Varias uniones neutro tierra	NTC 6307 4.2
VP	Tensión de paso no tolerable para el ser humano	IEEE 80 8.4, RETIE 15.1, NTC 6307 5.4
VT	Tensión de transferida no tolerable para el ser humano	IEEE 80 8.4, RETIE 15.1, NTC 6307 5.4
ZA	Zona que excede los umbrales de soportabilidad accesibles a personas	RETIE 15.4
ZC	Zonas críticas sin conexión equipotencial	RETIE 15.4
ZS	Zona crítica sin señalización adecuada	RETIE 15.4

Es de aclarar que existen infinidad de desviaciones, por lo que las presentadas en la tabla anterior son solo una pequeña parte de aquel mundo de no conformidades reglamentarias.

La determinación de las desviaciones se realiza básicamente para establecer algunas de las causas del mal funcionamiento del sistema de puesta a tierra, por lo que el ingeniero inspector debe realizar recomendaciones en medidas preventivas y/o correctivas de las mismas. En el capítulo cinco (5), se podrán ver algunas para las señaladas en la tabla 2, mediante su codificación respectiva.

5. MEDIDAS

Las mediciones en un SPT se realizan para determinar el cumplimiento del diseño y/u operatividad de acuerdo con lo establecido en la normativa legal, con el fin de establecer confiabilidad en la instalación. El objetivo es garantizar la seguridad de los equipos y la seguridad de las personas. En este capítulo se presentarán los equipos básicos de medida para la inspección, las medidas reglamentarias y sus respectivos métodos de aplicación. En consecuencia, se podrán apreciar los formatos sugeridos para la toma de datos de cada una de las mediciones reglamentadas.

5.1 EQUIPOS BÁSICOS PARA LA INSPECCIÓN DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

Los equipos a continuación mencionados deben estar previamente calibrados y certificados por el ente regulador competente, como lo indica la norma técnica colombiana GTC 227:2019 ICONTEC, para el caso de Colombia, dicho ente regulador es el Organismo Nacional de Acreditación de Colombia (ONAC).

5.1.1 Microhmímetro. El Microhmímetro es un instrumento de medición diseñado para el mantenimiento de instalaciones y control de calidad, este permite medir bajas resistencias de contacto con alta precisión. Con el fin de obtener una lectura confiable y precisa se debe utilizar un instrumento que realice la medida mediante el método de los cuatro hilos, con el cual se deben utilizar las pinzas Kelvin, de modo que, se compense la resistencia de los cables de medida, además, de contar con compensación automática de corrientes parásitas. Este equipo determina la resistencia del punto a medir, efectuando una corriente de inyección y midiendo la tensión aplicada para dicho valor de corriente, calculando así, la resistencia mediante la ley de Ohm.

Algunas de sus aplicaciones son:

- Verificación de continuidad en conexiones de sistemas de puesta a tierra.
- Verificación de conexiones y medida de resistencia entre un cable y un terminal.
- Verificación de calidad de contacto de interruptores y relés.

5.1.2 Equipo de inyección de corriente. Es un instrumento multifunción para ensayos de puesta en servicio y mantenimiento de activos de subestaciones. Permite realizar el análisis de los circuitos de puesta a tierra a partir de la inyección de cientos de amperios en la instalación por medio de conexión de electrodos auxiliares en el terreno, con el fin de realizar mediciones tales como tensiones de paso, contacto y transferidas y resistencia de puesta a tierra. Además, permite realizar la medición de baja resistencia, prueba de interruptores, prueba de reenganchadores y seccionadores, entre otros.

5.1.3 Pinza amperimétrica. Es una herramienta de medición eléctrica indispensable en trabajos de mantenimiento e inspección, que permite medir la corriente eléctrica que atraviesa un conductor tanto en alterna como en continua, además, combina la función mencionada con medición de tensión, capacitancia, resistencia, etc. En subestaciones eléctricas, permite medir las corrientes espurias presentes en los conductores conectados a la malla del sistema de puesta a tierra. Una ventaja de este instrumento radica en poder realizar la medición de corriente sin necesidad de entrar en contacto directo con el conductor, lo que disminuye el riesgo de un accidente eléctrico.

5.1.4 Multímetro. Es un instrumento que permite medir una variedad de magnitudes eléctricas, como tensión, corriente, frecuencia, capacitancia, entre otro. Es importante tener en cuenta que su uso inapropiado puede provocar la ruptura o daño del equipo, hasta el punto de provocar lesiones al usuario. Esta herramienta será útil para la medición de tensiones de paso, de contacto y transferidas, por lo que se

emplea el uso del multímetro como voltímetro que pueda trabajar tanto en corriente continua como en corriente alterna.

5.2 SEGURIDAD EN LAS MEDICIONES.⁷

Es importante resaltar que en ciertas circunstancias puede existir una tensión peligrosa entre la instalación de tierra a medir y una instalación auxiliar de tierra, lo suficientemente alejada. Esta situación se puede presentar si se produce un defecto a tierra en la instalación de AT, o la caída de un rayo, mientras se llevan a cabo las medidas, ya que se puede elevar potencial de tierra del orden de varios miles de voltios.

En caso de un defecto a tierra en la instalación de AT, cualquier conductor conectado a una pica auxiliar que se clava para realizar las medidas, a una cierta distancia de la instalación de puesta a tierra a verificar, es susceptible de transferir una tensión peligrosa.

Por otra parte, cuando se emplea el método de inyección de corriente, la corriente inyectada a través del electrodo auxiliar también es susceptible de provocar tensiones de contacto considerables.

Por todo ello, se deben tomar las precauciones siguientes para reducir estos riesgos:

- Para reducir los riesgos asociados con la manipulación de los cables de prueba, su aislamiento debe estar en buen estado y los operarios deben utilizar guantes dieléctricos y calzados de suela aislante.

⁷ MORENO SIMÓN Y OTROS, Sistemas de Puesta a Tierra en Instalaciones de Alta Tensión. Madrid. 2015. P. 327.

- Para evitar el acceso al personal ajeno a la instalación, la zona en la que estén clavados los electrodos auxiliares debe estar delimitada y señalizada como una zona con riesgo eléctrico. Se deben desmontar los electrodos auxiliares inmediatamente después de terminar las medidas.
- Si los electrodos auxiliares no están a la vista del personal que realiza la prueba o si los cables de prueba están ubicados en una zona accesible para el público, se debe disponer una persona que vigile esta zona durante la prueba y se comunique con el operador que realiza las medidas.
- Se debe evitar que los cables de prueba discurren paralelos a una línea energizada durante decenas de metros, ya que si a la corriente por la línea es suficientemente alta se puede inducir una tensión peligrosa en los mencionados cables de prueba.
- Suspensión de las pruebas durante una tormenta eléctrica u otras condiciones severas de tiempo.
- Mediante un voltímetro, se comprobará que la tensión provocada por corrientes espurias, medida entre la parte metálica de la instalación, por ejemplo, el apoyo y un punto del terreno en el que se clava una pica auxiliar, separado al menos 20 m, sea inferior a 25 V.
- Debe haber una persona especializada a cargo de las mediciones.
- Debe existir comunicación entre todos los participantes de la prueba, para ellos, se debe contar con radio de comunicación o teléfonos móviles.

5.3 MEDIDA DE EQUIPOTENCIALIDAD

Según lo indica el RETIE, al realizar la inspección de un SPT se debe realizar como primera instancia, la medición de equipotencialidad y de corrientes espurias, con la finalidad de comprobar la conexión y estado entre los conductores de la red equipotencial y la malla de puesta a tierra. Estas mediciones se efectuarán en régimen continuo, de manera que se registran valores de resistencia y no cabe el tratamiento de reactancias, esto debido a la practicidad y manejo que ofrece la medición en este régimen. Cabe resaltar que la medición de equipotencialidad y corrientes espurias se realizan de manera paralela, por lo que se emplea un Microhmímetro, un multímetro y una pinza amperimétrica, respectivamente. A continuación, se muestran los pasos a seguir para realizar dichas mediciones.

5.3.1 Configuración de los equipos de medición. En la medición de equipotencialidad se emplea un Microhmímetro que ejecute el método de los cuatro hilos; este se recomienda ajustar en su menor escala de inyección de corriente, con el fin de salvaguardar la seguridad del personal y las instalaciones.

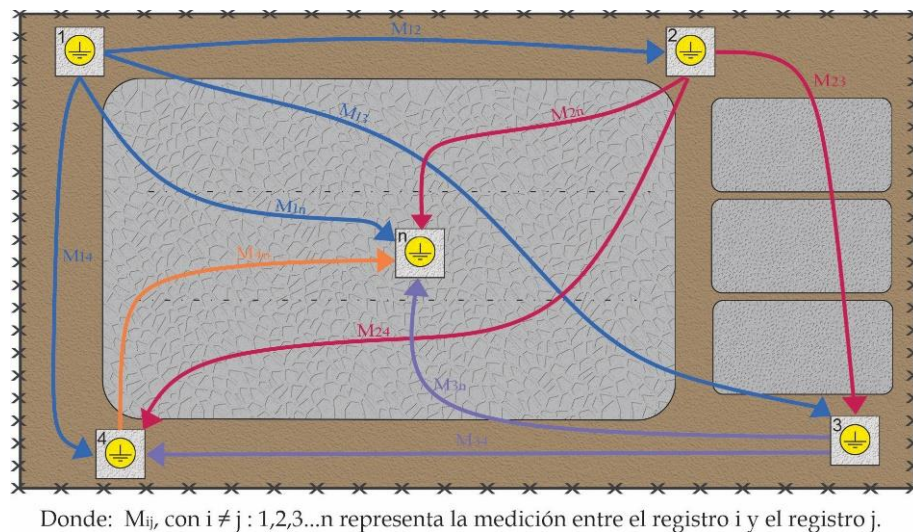
La pinza amperimétrica se emplea para la medición de corrientes espurias, por lo que se recomienda posicionarla en la mayor escala de medición e ir la incrementando a medida que la ocasión lo amerite y/o el instrumento lo indique.

5.3.2 Medición de equipotencialidad entre registros (cajas de inspección). Una vez calibrados los equipos y teniendo los respectivos elementos de seguridad (EPP), se debe realizar la medida de equipotencialidad o continuidad entre registros, que consiste en comprobar la resistencia de conductores y conexiones con la ayuda de un Microhmímetro, como sigue:

- Con el número de registros previamente identificados y caracterizados en la etapa de levantamiento, se debe iniciar la respectiva medición de acuerdo con la nomenclatura dispuesta por el inspector.

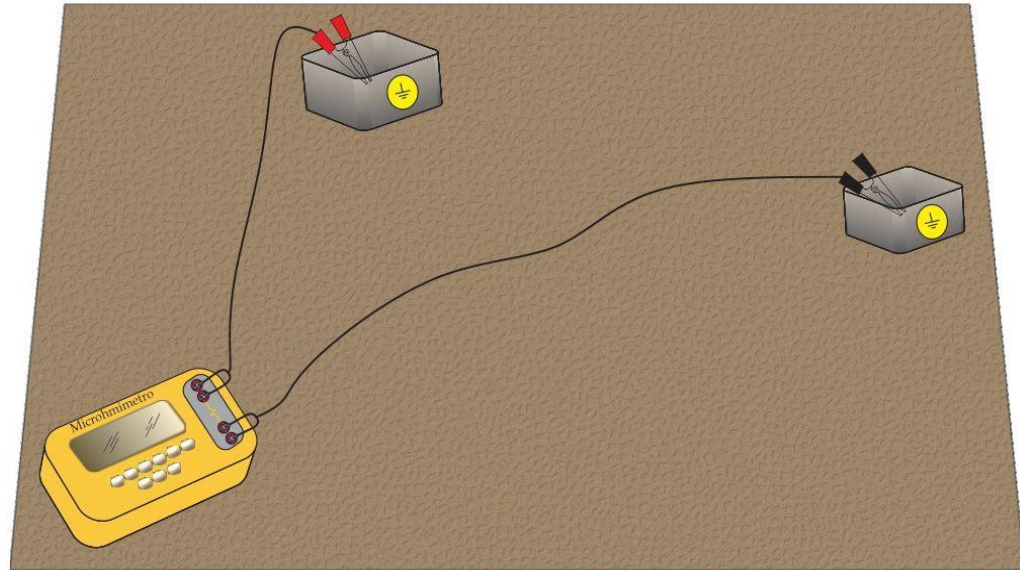
- Iniciando en el registro 1 y culminando en el registro n, según la nomenclatura establecida por el inspector, se efectúa la medición entre el primero y los demás. De igual forma, se continúa con el registro 2 y se efectúan nuevamente la medición entre este y los restantes, exceptuando el registro con el que se realizó la primera medición (registro 1), puesto que ya se midió equipotencialidad entre éstos. Asimismo, se debe ejecutar este procedimiento hasta realizar la medición entre todos los registros existentes. Ver figura 3.

Figura 3. Medición de equipotencialidad entre registros.



- Se procede a realizar un breve proceso de limpieza al conductor del registro, para así, eliminar y/o evadir posibles lecturas falsas. Dicho proceso de limpieza consiste en tomar un cepillo recomendable de cerdas duras y eliminar partículas de óxido u otras, que pudiesen dañar la medida. Cabe resaltar que este proceso se realiza en todo conductor donde se vayan a posicionar las pinzas del Microhmímetro.
- Este instrumento dispone de dos pinzas Kelvin, de las cuales, una de ellas, se conecta a uno de los registros y la otra pinza a cada uno de los otros, como se menciona en el numeral 2. El esquema de conexión se muestra en la figura 4.

Figura 4. Esquema de conexión de la medida de equipotencialidad entre registros (cajas de inspección).



- El Microhmímetro inyecta una corriente I al conductor mediante sus pinzas, debido a que estas se encuentran a un potencial distinto al de tierra, y de acuerdo con el método de los 4 hilos realiza el cálculo de la resistencia de interconexión a la malla. De lo anterior, cabe destacar que al momento de realizar el proceso de inyección de corriente en subestaciones se recomienda iniciar de menor a mayor escala, por motivos de seguridad del personal y la instalación, además, de variar entre escalas de manera muy cuidadosa hasta que el dispositivo arroje el valor de la resistencia medida, esto de acuerdo con las especificaciones de uso del fabricante.
- Los datos de resistencia obtenidos se deben agregar en la medida que se vayan obteniendo al *formato 2. Medida de equipotencialidad entre registros*, además, puede apoyarse en el uso del *anexo B. Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

De esta manera se realiza la medición de equipotencialidad entre registros. Cabe aclarar, que, si los valores obtenidos se encuentran por encima de 1Ω , para el caso

de dos registros extremos, según lo muestra la tabla 3, se infiere que el registro no se encuentra equipotencializado a la malla y se debe registrar la desviación en el formato correspondiente.

Tabla 3. Umbrales de resistencia en la medición de equipotencialidad.

Tipo de conexión	Valor máximo de resistencia aceptada
Conexión de puesta a tierra	10 mΩ
Puente equipotencial	0,1 Ω
Entre dos puntos extremos de una puesta a tierra	1 Ω
Entre la barra equipotencial y la puesta a tierra	5 mΩ
Conductores bajantes	0,3 Ω
Conductor de neutro	Entre 0,04 Ω y 1,6 Ω

Fuente: NTC 6307, Norma Técnica Colombiana.

5.3.3 Selección de registro centralizado para la toma de medidas en equipos.

Luego de verificar la interconexión de los registros, y determinar cuáles se encuentran en condiciones de operatividad, se continúa seleccionando uno de ellos con el fin de tomarlo como punto de referencia para la toma de medidas en los equipos, esto de acuerdo con las siguientes características:

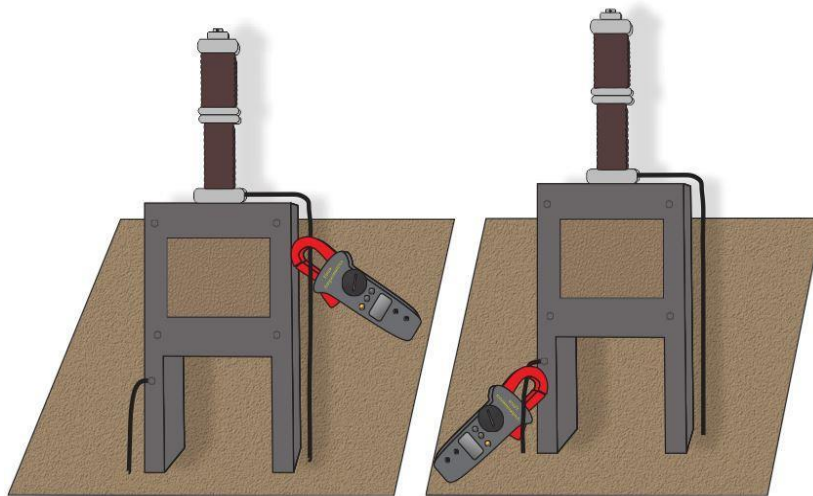
- El registro debe estar equipotencializado a la malla, y tener las condiciones de operatividad, esto se corrobora en el apartado anterior, por lo que, el valor medido debe cumplir con el rango máximo establecido, según la tabla 3.
- El registro seleccionado debe encontrarse lo más cercano y centrado posible al área de medición en la subestación. Si el punto de medición se encuentra alejado, se selecciona el más cercano siempre y cuando se encuentre en condiciones de operatividad.
- Registrar el punto de referencia seleccionado en el formato 3. *Medida de equipotencialidad de elementos*, además, puede apoyarse en el uso del anexo B.

Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT que se encuentra en formato digital.

5.3.4 Medición de equipotencialidad y corrientes espurias en equipos. En relación con lo anterior, se ubica en el punto de referencia seleccionado, y se realiza la medición de equipotencialidad y corrientes espurias de manera paralela, de cada uno de los equipos y estructuras, de acuerdo con el barrido consecutivo realizado en la etapa de levantamiento.

En primer lugar, se realiza la medición de corrientes espurias, conectando la pinza amperimétrica a cada uno de los conductores de puesta a tierra de las estructuras y/o equipos de la subestación, como se muestra en la figura 5. Los valores de corrientes medidos no deben ser mayores a 1,1 mA, según lo indica el RETIE.

Figura 5. Esquema de medición de las corrientes espurias en equipos y/o estructuras.



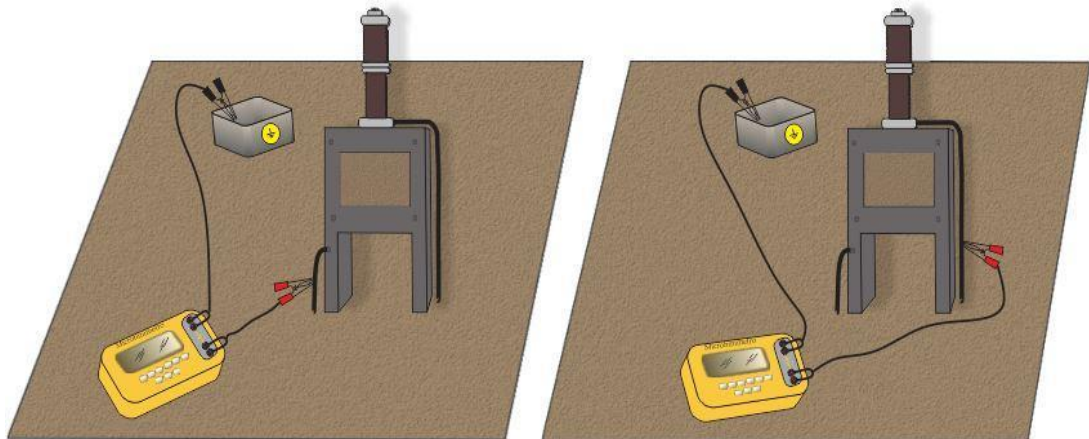
En segundo lugar, se lleva a cabo la medida de equipotencialidad entre el punto de referencia y los conductores de los equipos y/o estructuras, de acuerdo con el barrido y registro realizado en la etapa de levantamiento, llenando así el formato 3. *Medida de equipotencialidad de elementos*, además, puede apoyarse en el uso del

anexo B. Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT que se encuentra en formato digital.

Esta medida se lleva a cabo de la siguiente manera:

- Se realiza un breve proceso de limpieza a los conductores donde se conectarán las pinzas Kelvin de prueba, del mismo modo que se realizó en el inciso 6.3.2. de esta etapa, con la diferencia que la limpieza se hará en el conductor del punto de referencia y los conductores de puesta a tierra de cada uno de los equipos y/o estructuras.
- Se conecta una pinza Kelvin al punto de referencia seleccionado y la otra pinza al conductor de puesta a tierra del equipo y/o estructura, como se evidencia en la figura 6.

Figura 6. Esquema de conexión para la medición de equipotencialidad entre el punto de referencia y conductores de puesta a tierra de equipos y/o estructuras.



- Se realiza la medición de acuerdo con las especificaciones de uso del Microhmímetro dados por el fabricante. Cabe resaltar que, el proceso de inyección se realiza de acuerdo con lo mencionado en el inciso 5.3.2. de este apartado.

- Con la ayuda de un decámetro, odómetro, o algún instrumento adecuado para la medida de longitud, se mide la distancia existente entre el punto de referencia y el conductor del equipo y/o estructura medido, siguiendo una trayectoria estimada que recorre el conductor de puesta a tierra. Esta medida de longitud estimada se realiza con el fin de corroborar que el área transversal del conductor usado para el SPT cumpla con las especificaciones establecidas por el RETIE, como se puede ver en la ecuación 1 y la tabla 4.

$$A_{mm^2} = \frac{I_f K_f \sqrt{t_c}}{1,9737} \text{ [mm}^2\text{]}$$

Ecuación 1. Calibre del conductor a tierra, RETIE - sección 15.3.2.

En donde:

A_{mm^2} es la sección del conductor en mm^2 .

I_f es la corriente de falla a tierra, suministrado por el cliente (rms en kA).

K_f es la constante de la tabla 4, para diferentes materiales y valores de T_m . (T_m es la temperatura de fusión o el límite de temperatura del conductor a una temperatura ambiente de 40°C).

t_c es el tiempo de despeje de la falla a tierra, suministrado por el diseño del SPT.

Tabla 4. Constantes de los materiales utilizados en los SPT.

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T_m (°C)	K_f
Cobre blando	100	1083	7
Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica	97	1084	7,06
Cobre duro cuando se utiliza conector mecánico	97	250	11,78

MATERIAL	CONDUCTIVIDAD (%)	T _m (°C)	K _f
Alambre de acero recubierto de cobre	40	1084	10,45
Alambre de acero recubierto de cobre	30	1084	14,64
Varilla de acero recubierto de cobre	20	1084	14,64
Aluminio grado EC	61	657	12,12
Aleación de aluminio 5005	53,5	652	12,41
Aleación de aluminio 6201	52,5	654	12,47
Alambre de acero recubierto de aluminio	20,3	657	17,2
Acero 1020	10,8	1510	15,95
Varilla de acero recubierta de acero inoxidable	9,8	1400	14,72
Varilla de acero con baño de cinc (galvanizado)	8,5	419	28,96
Acero inoxidable 304	2,4	1400	30,05

Fuente: Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas, RETIE, sección 15.3.2.

En relación con lo anterior, los valores de la ecuación 1, pertenecientes a la etapa de diseño del SPT, deben coincidir con los valores prácticos encontrados en la etapa de inspección, por lo que para ello se utiliza la ecuación 2.

$$A_p = \frac{\rho l}{R} \text{ [mm}^2\text{]}$$

Ecuación 2. Sección transversal del conductor hallada de manera práctica.

En donde:

A_p es la sección transversal en mm² encontrada de manera práctica.

ρ es la resistividad del conductor en Ω*m. Propia de cada material.

l es la longitud estimada medida en m.

R es la resistencia obtenida en la medida de equipotencialidad en Ω.

Cabe señalar, que los valores teóricos arrojados por la ecuación 1, muestran el umbral mínimo reglamentado del área del conductor a usar según lo establece el RETIE sección 15.3.2, por lo que el área del conductor obtenido en la ecuación 2 debe ser mayor o igual al área del conductor obtenido en la ecuación 1, como se muestra en la ecuación 3. De lo contrario, se reportará como desviación.

$$A_p \geq A_{mm^2}$$

Ecuación 3. Exigencia mínima para el conductor del SPT

- Los valores de resistencia, longitud y área obtenidos se deben agregar en el *formato 3. Medida de equipotencialidad de elementos*, junto con los datos de resistividad de los conductores, intensidad de corriente de falla, tiempo de despeje de la falla, suministrados por el diseño del SPT de la SE. Además, puede apoyarse en el uso del *anexo B. Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

De esta manera finaliza la etapa de medición de equipotencialidad. Cabe aclarar, que los valores de resistencia deben estar por debajo de lo establecido en la NTC 6307, como se evidencia en la tabla 3, de lo contrario se infiere que el elemento no se encuentra equipotencializado y se debe registrar la desviación en el formato correspondiente.

5.4 MEDIDA DE TENSIONES DE PASO, DE CONTACTO Y TRANSFERIDAS

La malla de un sistema de puesta a tierra de una subestación tiene como función principal, entre otras, limitar las tensiones de paso y de contacto dentro y alrededor de la instalación, de acuerdo con los valores establecidos por el RETIE; cabe destacar que dichas tensiones pueden diferir de los valores de diseño según factores ambientales, de operatividad, entre otros. Las tensiones de paso y de contacto se miden con el fin de garantizar la confiabilidad del sistema,

salvaguardando la vida de las personas y/o animales cercanos a la instalación; esta medida se realiza mediante el método de inyección de corriente, el cual, valga la redundancia, inyecta una corriente conocida entre la malla de tierra y una tierra auxiliar.

A continuación, se mostrarán los equipos a utilizar y los pasos a seguir para realizar las mediciones:

5.4.1 Equipos por utilizar. Para la medición de las tensiones de paso, de contacto y transferidas se debe contar con una fuente de alimentación de potencia adecuada, como un equipo de inyección de corriente, que incluya la inversión de polaridad de esta; con este dispositivo se inyectará una corriente lo suficientemente alta para evitar interferencia en las medidas, producto de las corrientes espurias. Se recomienda ajustarlo a su menor escala de inyección, con el fin de salvaguardar la seguridad del personal y las instalaciones. Asimismo, se contará con electrodos auxiliares que conforman la tierra auxiliar del equipo, los cuales se emplearán para la inyección de corriente y la calibración de este.

Adicionalmente, se usa un multímetro de resistencia interna de mil ohmios para la medición de las tensiones; se ajustará a su mayor escala de tensión, con el fin de proteger el equipo, en caso de que no sea autorregulado.

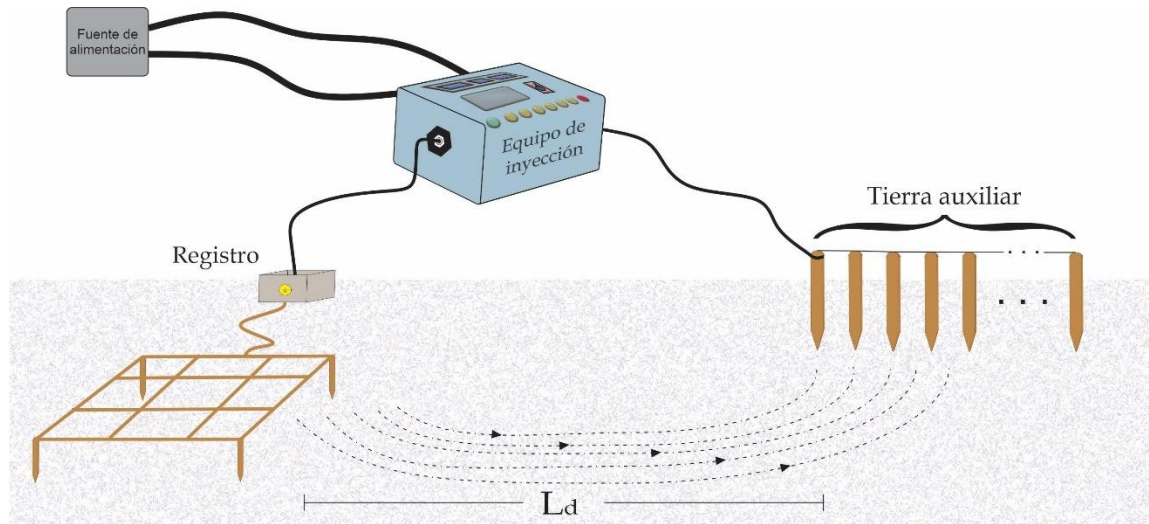
También, se emplean un par de electrodos de medida para la simulación de los pies humanos, estos deben tener una superficie de 200 cm² cada uno y ejercer sobre el suelo una fuerza de 250 N (25 kg) cada uno. Su forma es generalmente circular (con diámetro de 16 cm) o rectangular (20 cm x 10 cm).⁸

⁸ NTC 6307:2018, Sistemas de Puesta a Tierra (SPT),

5.4.2 Consideraciones y calibración del equipo de inyección.

- Inicialmente, se debe determinar el punto de alimentación del equipo de inyección, el cual debe estar a un nivel de tensión adecuado, de acuerdo con las especificaciones técnicas del fabricante. Se verifica que el punto de alimentación no supere su capacidad máxima, con el fin de evitar accidentes al momento de la medición.
- Se recomienda que el punto en el cual se conecte el equipo de inyección a la malla sea el registro (caja de inspección) que se encuentre más centralizado en la subestación y que cumpla con los requisitos de operatividad mencionados en la medición de equipotencialidad. Este registro debe pasar por un proceso de limpieza, tal como se realizó en la medición antes mencionada.
- La tierra auxiliar se conecta a una distancia de 6.5 veces la longitud máxima de la malla (L_d) tal como se recomienda en la norma IEEE 81, es de aclarar que pueden existir limitantes topográficos para ubicar el electrodo auxiliar a la distancia recomendada, por lo que se debe tener en cuenta, que entre más cercana se ubique la tierra auxiliar, esta puede afectar el resultado del potencial generado. Por otro lado, la tierra auxiliar se compone de una serie de electrodos de inyección de aproximadamente 60 cm de longitud, conectados a la tierra física de la subestación, a continuación, se muestra el esquema de conexión en la figura 7. Previamente, se recomienda humedecer el terreno con agua dónde se ubique la conexión de la tierra auxiliar y realizar inyección de corriente, esto con el fin de disminuir la resistividad del terreno y evitar el calentamiento de los electrodos.

Figura 7. Esquema de conexión del equipo de inyección y los electrodos auxiliares.

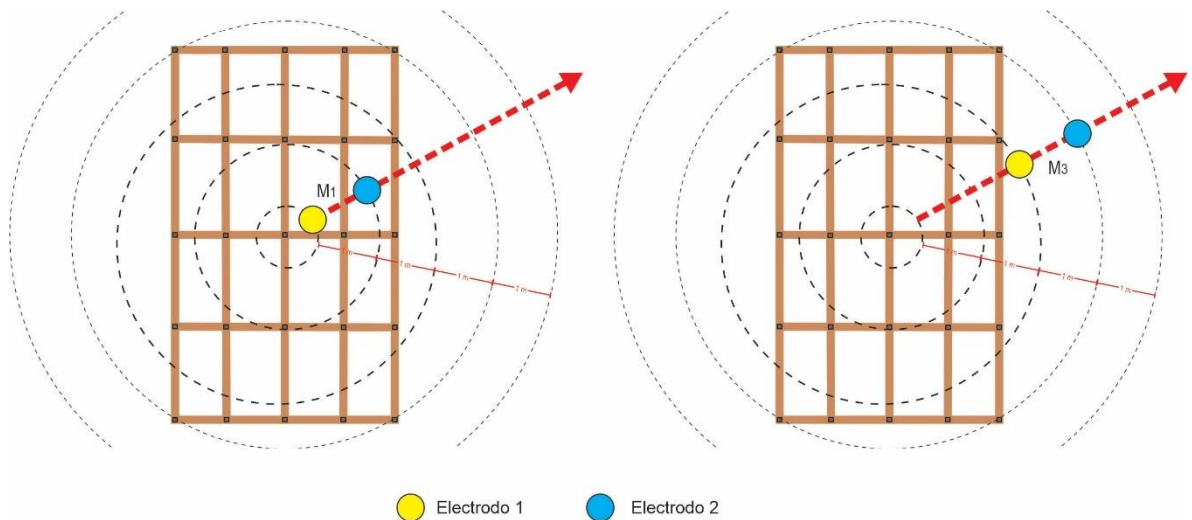


- La corriente inyectada debe ser del orden del 1% de la corriente para la cual ha sido dimensionada la subestación y no inferior a 50 A, según lo indicado en el RETIE.
- Una vez realizada la conexión, se procede a la calibración del equipo de inyección. Se recomienda ajustarlo en su menor escala de inyección de corriente, con el fin de salvaguardar los equipos sensibles de la instalación. Se aumenta la escala de corriente de manera muy cuidadosa hasta que el dispositivo arroje el valor de la corriente deseada.
- Dado el caso que se llegue al tope máximo de la capacidad del equipo y no se haya alcanzado el valor de corriente deseado, se recomienda conectar más electrodos a la tierra auxiliar, ya que, al añadirlos, disminuye la resistencia y aumenta la corriente circulante, según lo indica la experiencia.
- Según la vasta experiencia de los ingenieros consultados, se recomienda un mínimo de 50 electrodos para conformar la tierra auxiliar, con el fin de obtener la corriente deseada para la prueba.

5.4.3 Medición de tensiones de paso. Una vez calibrado el equipo de inyección y habiendo cumplido con todas las consideraciones anteriores, además, de cumplir con todos los elementos y protocolos de seguridad, se realiza la medida de tensión de paso como sigue:

- La inyección de corriente que se realiza durante la prueba origina un gradiente de potencial en el terreno de la subestación, el cual se compone de superficies equipotenciales que se representan como círculos concéntricos separados por un metro sobre la misma (ver figura 8), dado esto, es recomendable elegir un punto lo más central de la instalación y cercano al punto en el que se inyectará más adelante la corriente, en donde pueda tenerse una trayectoria despejada para realizar la medición siguiendo en línea recta y de manera tal, que dicha trayectoria sea perpendicular a las superficies equipotenciales que se generan.

Figura 8. Ubicación de los electrodos de medida.

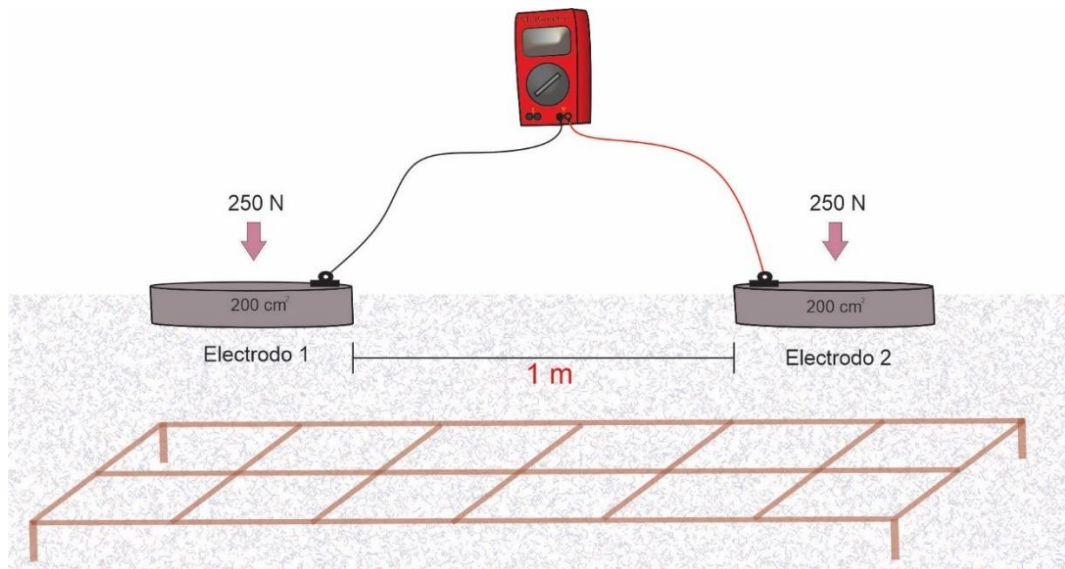


- Se ubican los electrodos de medida para la simulación de los pies en el lugar seleccionado de la medición, separados a una distancia de un metro entre ellos, de tal manera que sigan la trayectoria rectilínea anteriormente descrita. Los electrodos se irán ubicando cada vez más lejos en distancias sucesivas de un metro (como se muestra en la figura 8), posicionándose estos sobre los puntos de las superficies

equipotenciales, culminando dichas mediciones hasta un metro por fuera del encerramiento de la subestación. Es de aclarar, que en cada una de las posiciones se realizará una medición de tensión de paso.

- Posteriormente, se conectan los bornes del multímetro a cada uno de los electrodos, como se muestra en la figura 9. Se recomienda eliminar protuberancias irregulares en el terreno, por lo menos superficialmente, con el fin de aumentar el área de contacto de los electrodos con el terreno y así no obtener falsas medidas.⁹

Figura 9. Esquema de medición de las tensiones de paso.



- Se toman tres lecturas en cada posición del desplazamiento de los electrodos de medida, previamente referenciadas en el formato 4. *Medida de tensiones de paso*, además, puede apoyarse en el uso del anexo B. *Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

- La primera medida de tensión, V_{s0} (polaridad "0"), se toma sin aplicar corriente a la malla, la cual corresponde a la tensión producida por las corrientes espurias. La segunda medida de tensión V_{sa} (polaridad "a"), se toma aplicando la

⁹ NTC 6307:2018, Norma Técnica Colombiana. ICONTEC. P. 78.

corriente de prueba inyectada a la malla sin inversión de polaridad. La tercera medida de tensión, V_{sb} (polaridad “b”), se toma aplicando la corriente de prueba inyectada a la malla, esta vez, invirtiendo su polaridad. Es de precisar, que cada una de las medidas de V_{s0} , V_{sa} y V_{sb} debe finalizarse primero en cada punto, antes de comenzar con el siguiente.

- Con el fin de hallar la tensión de paso anticipada, V_{sm} , para la corriente inyectada a la malla I_m , se hace uso de la ecuación 4, de acuerdo con la IEEE 81 del 2013, por lo que se introducen valores de V_{s0} , V_{sa} y V_{sb} en el *formato 4. Medida de tensiones de paso*. Cabe aclarar que V_{sm} , se calcula para la obtención de V_{paso} , como se explica más adelante.

$$V_{sm} = \sqrt{\frac{V_{sa}^2 + V_{sb}^2}{2} - V_{s0}^2} \quad [V]$$

Ecuación 4. Tensión de paso anticipada

- Para determinar las tensiones de paso generadas por la corriente de falla, I_f , establecida en la etapa de diseño, se asume que existe proporcionalidad entre la corriente inyectada durante la medición I_m y la corriente a la cual está diseñada la malla I_f . Por lo que, la verdadera tensión de paso, V_{paso} , se obtiene al aplicar la ecuación 5, de acuerdo con la NTC 6307.

$$V_{paso} = V_{sm} \frac{I_f}{I_m} \quad [V]$$

Ecuación 5. Tensión de paso real.

- La tensión de paso obtenida, V_{paso} , no deberá superar las máximas tensiones admisibles por el ser humano, presentadas en la tabla 5, de lo contrario, se clasificará como una desviación, y deberá ser reportada en la documentación final.

El valor de tiempo de despeje de falla se solicita al responsable de la SE, dato que es suministrado del diseño del SPT.

Tabla 5. Valores admisibles de tensiones de paso y contacto.

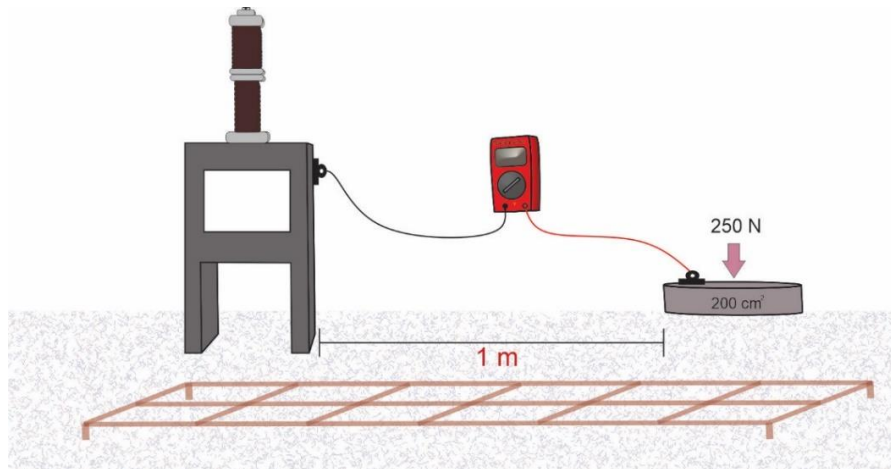
Tiempo de despeje de la falla	Máximos valores tensiones de paso, contacto y transferidas admisibles
Mayor a dos segundos	50 voltios
Un segundo	55 voltios
700 milisegundos	70 voltios
500 milisegundos	80 voltios
400 milisegundos	130 voltios
300 milisegundos	200 voltios
200 milisegundos	270 voltios
150 milisegundos	300 voltios
100 milisegundos	320 voltios
50 milisegundos	345 voltios

5.4.4 Medición de tensiones de contacto. Posterior a la medición de tensiones de paso en la subestación, se realiza la medida de tensión de contacto como sigue:

- En general, las mediciones de tensiones de contacto se deben realizar en todas las estructuras de la subestación de acuerdo con la información registrada durante la etapa de levantamiento, tales como soportes metálicos de equipos, transformadores, pórticos, mallas metálicas de cerramiento, puertas metálicas de acceso, entre otros.
- Uno de los electrodos de medida para la simulación del pie se ubica en el lugar seleccionado para la medición, separado a una distancia de un metro del elemento o estructura. Un borne del multímetro se conecta al elemento metálico accesible y el otro borne al electrodo de medida, como se muestra en la figura 10. Se recomienda eliminar protuberancias irregulares, por lo menos superficialmente,

con el fin de aumentar el área de contacto de los electrodos con el terreno y así no obtener falsas medidas.¹⁰

Figura 10. Esquema de medición de las tensiones de contacto.



- Se toman tres lecturas de tensión en cada punto seleccionado de la subestación. Primero se mide V_{t0} , la cual corresponde a la tensión medida sin la inyección de la corriente I_m seleccionada. La segunda medida de tensión V_{ta} se toma inyectado la corriente conocida I_m a la malla. La tercera medida de tensión V_{tb} se toma aplicando la corriente de prueba inyectada a la malla, esta vez, invirtiendo su polaridad.
- Con el fin de hallar la tensión de contacto anticipada, V_{tm} , para la corriente inyectada a la malla I_m , se hará uso de la ecuación 6, de acuerdo con la IEEE 81 del 2013, por lo que se introducirán valores de V_{t0} , V_{ta} y V_{tb} en el *formato 5. Medida de tensiones de contacto*, además, puede apoyarse en el uso del *anexo B. Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital. Cabe aclarar que V_{tm} , se calcula para la obtención de $V_{contacto}$.

¹⁰ NTC 6307:2018, Norma Técnica Colombiana. ICONTEC. P.78.

$$V_{tm} = \sqrt{\frac{V_{ta}^2 + V_{tb}^2}{2} - V_{t0}^2} \quad [V]$$

Ecuación 6. Tensión de contacto anticipada

- Para determinar las tensiones de contacto generadas por la corriente de falla I_f establecida en la etapa de diseño, se asume que existe proporcionalidad entre la corriente inyectada durante la medición I_m y la corriente a la cual está diseñada la malla I_f . Por lo que, la verdadera tensión de contacto, $V_{contacto}$, se obtendrá al aplicar la ecuación 7, de acuerdo con la NTC 6307.

$$V_{contacto} = V_{tm} \frac{I_f}{I_m} \quad [V]$$

Ecuación 7. Tensión de contacto real.

- Es de aclarar, que la tensión de contacto real obtenida, $V_{contacto}$, no debe superar las máximas tensiones admisibles por el ser humano, presentadas de igual manera, en la tabla 5, de lo contrario, se clasificará como una desviación. Las mediciones de tensiones de contacto se realizan con base en la información obtenida durante la etapa de levantamiento y deben ser registradas en la casilla del elemento correspondiente del formato 5.

5.4.5 Medición de tensiones transferidas. Por último, se efectúa la medición de tensiones transferidas que son un caso especial de tensiones de contacto, por lo que se aplica a todos aquellos elementos y/o estructuras tales como tuberías, mallas, postes de iluminación y en general, cualquier elemento que no se encuentre equipotencializado al SPT y que se sitúe fuera del área de la malla de puesta a tierra.

El procedimiento de medición se lleva a cabo de manera similar a lo visto en el inciso 5.4.4. Por otro lado, la toma de datos se realiza en un formato donde se especifique la ubicación del objeto, y los distintos parámetros necesarios para la obtención de $V_{transferida}$ como lo muestra el formato 6. *Medida de tensiones transferidas*, además, puede apoyarse en el uso del anexo B. *Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

Cabe aclarar que las tensiones transferidas obtenidas en la medición no deben superar las máximas tensiones admisibles por el ser humano mostradas en la tabla 5, de lo contrario, se clasificará como una desviación.

5.5 MEDIDA DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

La medición de resistencia de puesta a tierra tiene como finalidad verificar la eficacia del sistema y detectar posibles cambios de los parámetros establecidos en el diseño. Esta medida requiere emplear una serie de electrodos auxiliares, en el cual, un grupo de estos se utiliza para la inyección de corriente a la malla del sistema, y otro para la medida de la elevación de potencial producto de la inyección.

En el presente trabajo de grado se sugiere el método de la caída de potencial mencionado en el RETIE, como método principal al momento de determinar la resistencia de puesta a tierra en subestaciones eléctricas de patio de alta y extra alta tensión, debido a su fácil comprensión, aplicación y poca exigencia de cálculos, además que permite utilizar el mismo arreglo y distancia de ubicación del electrodo auxiliar de inyección de corriente que el de las medidas de las tensiones de paso y de contacto. No obstante, en el anexo A. *Métodos alternativos para la medición de resistencia*, se describen los métodos de la pendiente y de la intersección de curvas como métodos de aplicación alternativos.

A continuación, se mostrarán los equipos a utilizar y los pasos a seguir para realizar la medición:

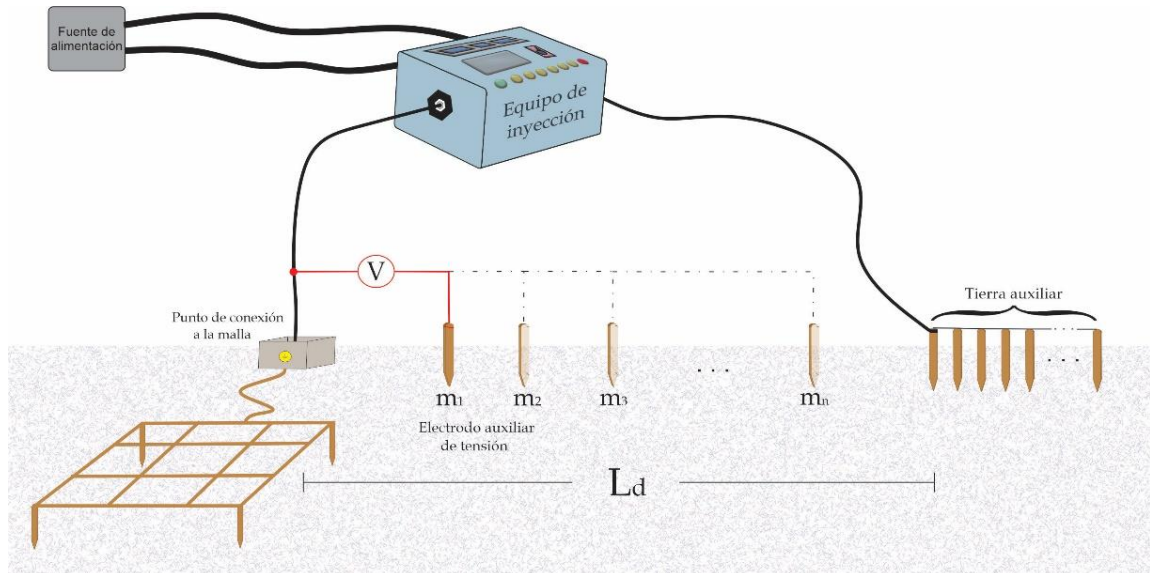
5.5.1 Equipos por utilizar. En esta medición se utiliza un equipo de inyección adecuado que suministrará una corriente conocida a la malla del sistema de puesta a tierra. Además, se debe contar con una serie de electrodos auxiliares, junto con un multímetro que realiza la lectura de la caída de tensión en cada uno de los puntos de medición.

5.5.2 Medida de resistencia de puesta a tierra. Para esta medida se recomienda utilizar la conexión y calibración realizadas al equipo de inyección de corriente en el numeral 5.4.2, ya que si la corriente inyectada es baja la elevación de los potenciales generados también lo serán, por lo que la medida resulta muy sensible a perturbaciones. La medida consiste en hacer circular una corriente alterna a la malla suficientemente alta, la cual debe ser de al menos el 1% de la corriente a la cual se diseñó la malla y no inferior a 50 A para provocar una elevación de potencial a la malla, el cual se mide con la ayuda de un multímetro conectado entre el punto de conexión a la malla y un electrodo auxiliar de medida de potencial.

La medición se realiza como sigue:

- Inicialmente se definen los puntos del desplazamiento del electrodo auxiliar de tensión, los cuales deben ser equidistantes entre sí, ya sean al 5%, 10%, 20% o múltiplos del 100% de la distancia total L_d . Este porcentaje de desplazamiento es definido por el inspector.
- Se incrusta el electrodo auxiliar de potencial al primer punto de medida establecido, alineado con los electrodos auxiliares de corriente.
- Se conecta un borne del multímetro al punto de conexión a la malla ya establecido y el otro borne al electrodo auxiliar de potencial, tal como se muestra en la figura 11.

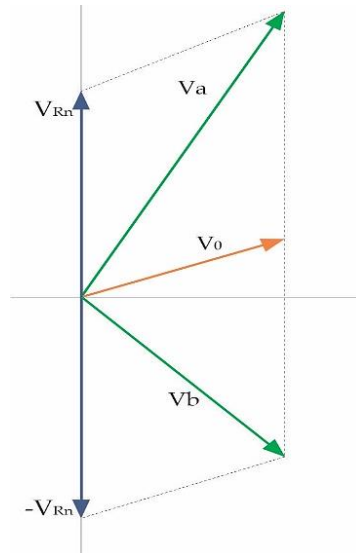
Figura 11. Esquema de conexión para la medida de resistencia de puesta a tierra.



- Con el fin de evitar la influencia de las corrientes parasitas o vagabundas, se debe realizar tres medidas de tensión con el multímetro: la primera sin realizar inyección de corriente (V_0), la segunda aplicando la corriente, I_m , a la malla con el equipo de inyección sin inversión de polaridad (V_a) y la tercera aplicando la corriente, I_m , a la malla con inversión de polaridad (V_b).
- Debido a las relaciones trigonométricas (ver figura 12), se demuestra que la elevación de potencial buscando, eliminando la influencia de las corrientes parásitas, se calcula mediante la ecuación 7. ¹¹

¹¹ MORENO J., SIMÓN P., ASENSIO G., DENCHE G., FALEIRO E., GARCÍA D., NAVARRO P., PAZOS F. J., Sistemas de Puesta a Tierra en Instalaciones de Alta Tensión "Diseño, cálculo y verificación". 1ra Edición. Madrid. 2015

Figura 12. Diagrama vectorial de tensiones medidas mediante el método de cambio de polaridad.



- Se desplaza el electrodo de potencial en el porcentaje establecido y se realiza la medida de tensión para cada punto aplicando la ecuación 8.

$$V_{Rn} = \sqrt{\frac{V_a^2 + V_b^2}{2} - V_0^2} \text{ [V]}$$

Ecuación 8. Cálculo de potencial para la medida de resistencia de puesta a tierra.

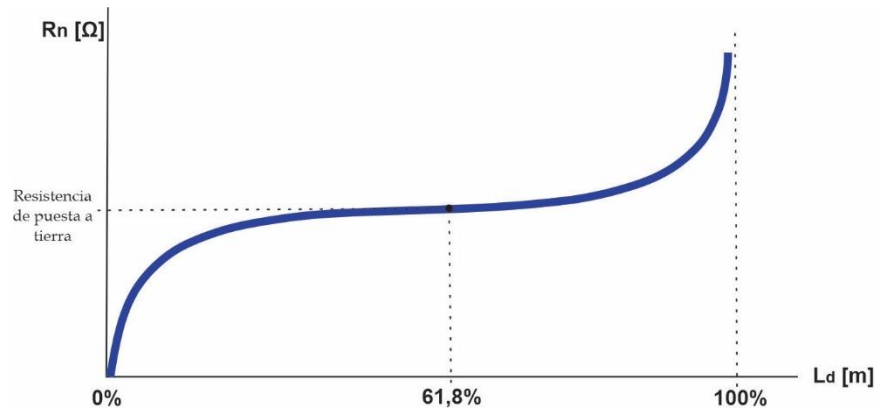
- El valor de resistencia para cada punto medido se obtiene aplicando la ley de ohm. Ver ecuación 9.

$$R_n = \frac{V_{Rn}}{I_m} \text{ [\Omega]}$$

Ecuación 9. Ley de Ohm

- Se realiza la gráfica de las resistencias medidas en función de las distancias de medición, como se muestra en la figura 13.

Figura 13. Resistencia vs. Distancia



- El valor de la resistencia de puesta a tierra de la subestación será el punto en la gráfica en el cual la pendiente es cero; este punto por lo general se localiza al 61,8% de la distancia total (L_d).
- En caso de que la gráfica no presente el comportamiento descrito en la figura 13, se debe elegir otro punto de conexión para la inyección de corriente a la malla, por lo tanto, se debe realizar nuevamente la calibración del equipo tal como se describió en el apartado 5.4.2 y efectuar la medición como se describió en el presente apartado.
- Cada uno de los valores medidos, deben registrarse ordenadamente en el formato para esta medición formato 7. *Medida de resistencia de puesta a tierra*, además, puede apoyarse en el uso del anexo B. *Plantillas de inspección para SPT en SE de AT y EAT* que se encuentra en formato digital.

6. RECOPIACIÓN Y ENTREGA DE LA DOCUMENTACIÓN FINAL

Como etapa final del proceso de inspección para los sistemas de puesta a tierra en subestaciones de patio de alta y extra alta tensión, se tiene la recopilación y entrega de la documentación. Según lo indica el RETIE y la NTC 6307, el inspector debe presentar un informe final al interventor y/o área encargada de la revisión y verificación del cumplimiento de las condiciones pactadas, teniendo en cuenta los siguientes aspectos y/o documentos mínimos que lo integran:

- Fecha
- Debe entregarse registros y/o evidencias fotográficas de los hallazgos.
- Desviaciones encontradas referentes al incumplimiento de la normativa.
- Valores de resistencia.
- Nivel general y específico de corrosión.
- Debe incluir las acciones preventivas y correctivas.
- Deben tenerse formatos de inspección, con los resultados de las pruebas realizadas.

La documentación debe permitir con la información allí plasmada, evaluar los componentes y su instalación, así como la actualización del programa de mantenimiento de la subestación por parte de la empresa solicitante de la inspección.

Por otro lado, es responsabilidad de la empresa solicitante de la inspección, llevar un consecutivo de reportes de fallas en el sistema, así como debe tener un archivo

de todos los procedimientos de mantenimiento y preparar guías o procedimientos de inspección del SPT para facilitar el trabajo. Todo lo anterior debe contener la suficiente información para su ejecución. De igual forma, el informe y documentación presentada por parte del inspector debe ser mantenido junto con el de diseño y compilado con otros reportes de mantenimiento e inspección.

6.1 ACCIONES PREVENTIVAS Y CORRECTIVAS

A continuación, se presentan algunas sugerencias como medidas de acción preventivas y/o correctivas correspondientes a las desviaciones presentadas con su respectiva codificación en la tabla 2 del apartado 3.1 del presente documento.

Tabla 6. Acciones preventivas y/o correctivas correspondientes a los códigos de las malas prácticas ingenieriles vistas en la tabla 2.

Cod.	ACCIÓN CORRECTIVA Y/O PREVENTIVA
AC	Realizar conexión de conductor de puesta a tierra debidamente equipotencializado
ACE	Agregar código de identificación a equipo
AIC	Efectuar la conexión y equipotencialización de conductor adecuado, de acuerdo a los parámetros establecidos en el SPT
AICC	Aislar el conductor de puesta a tierra a su entrada al terreno
AM	Realizar mantenimiento inmediato y programar ciclos de mantenimiento según lo indica el Retie en el apartado 15.6
APT	Llevar a cabo el diseño, construcción y puesta en servicio del SPT según los parámetros de la subestación
AR	Agregar una capa superficial de gravilla al área afectado
ASR	Añadir correcta simbología a caja de inspección
BCN	Realizar conexión de calibre adecuado de conductor neutro
BE	Efectuar cambio de barra equipotencial
CAT	Realizar cambio del electrodo de puesta a tierra existente, e instalar uno de cobre o cualquier otro material admitido por el Retie
CCA	Llevar a cabo cambio de conductor de puesta a tierra
CD	Realizar la instalación y conexión del conductor a tierra de la estructura, esta conexión debe ser continua, rectilínea y vertical
CE	Aislar el conductor de puesta a tierra a su entrada al terreno

Cod.	ACCIÓN CORRECTIVA Y/O PREVENTIVA
CI	Retirar el conductor existente y realizar la instalación de un nuevo conductor de acuerdo a las especificaciones del sistema de puesta a tierra
CMD	Realizar sin retraso la equipotencialización del conductor metálico; en caso de que se encuentre discontinua la conexión, instalar un conductor a tierra continuo, rectilíneo y vertical
CNC	Cambiar los conductores existentes y realizar la instalación y conexión de conductores certificados
CPE	Efectuar la equipotencialización del conductor de puesta a tierra a la malla
CRI	Realizar cambio e instalación de caja de inspección de acuerdo a las dimensiones establecidas en el Retie, 30 cm x 30 cm en caso de ser rectangular y de 30 cm de diámetro si es circular
DA	Aislar debidamente los dispositivos conductores
DB	Realizar la instalación y conexión de conductor bajante cuyo camino a tierra debe ser directo, rectilíneo y vertical
EC	Efectuar la conexión de electrodos de mínimo 2,4 m y realizar el cambio de los existente
ECT	Realizar una única conexión de conductor por cada tornillero disponible; en caso de que los conductores excedan el número de conexiones disponibles, efectuar la instalación de tornillería
EMC	Realizar cambio de electrodo de acuerdo a las especificaciones técnicas del sistema
ENA	Realizar adecuadamente el empalme del conductor de puesta a tierra
EPT	Realizar la conexión y equipotencialización de conductor de puesta a tierra a la estructura
FB	Realizar la instalación, conexión y equipotencialización de barraje con el sistema de puesta a tierra
FCE	Realizar conexión equipotencial con el sistema de puesta a tierra
FCS	Realizar la adecuada conexión del conductor bajante, esta debe ser rectilínea y vertical. En caso de que no sea posible, cambiar el conductor y realizar la conexión de la manera mencionada
FPB	Añadir conductor bajante de puesta a tierra
FTM	Fijar adecuadamente la abrazadera o tornillero del elemento de fijación mecánico, en caso de no ser posible, realizar el cambio de este
INA	Realizar la adecuada conexión, según lo establecido en el Retie en los apartados 15 y

Cod.	ACCIÓN CORRECTIVA Y/O PREVENTIVA
IP	Agregar señalización de riesgo eléctrico y si es posible, restringir el acceso en la zona de riesgo
IPB	Realizar conexión del bajante a la puesta a tierra
MCT	Realizar conexión de conductor a tierra a la carcasa o masa del equipo, esta debe estar debidamente equipotencializado a tierra
MDC	Añadir demarcación de colores adecuada
MRI	Realizar relleno de material adecuado, tal como gravilla o similares
PE	Realizar nueva conexión equipotencial al elemento y/o equipo
PG	Realizar la instalación de productor galvanizados
PTD	Instalar conductor de puesta a tierra continuo y sin interrupciones
SMA	Aplicar correctamente soldadura exotérmica a la conexión
TIC	Instalar el conductor de manera rectilínea y vertical, siguiendo el camino más corto y directo al suelo
TRM	Realizar cambio de tapa de caja de inspección
VC	Agregar señalización de riesgo eléctrico y si es posible, restringir el acceso en la zona de riesgo
VNT	Asignar a cada conductor neutro un punto de conexión a puesta a tierra independiente
VP	Agregar un capa superficial de gravilla en el área afectada
VT	Agregar señalización de riesgo eléctrico y si es posible restringir el acceso en la zona de riesgo
ZA	Restringir inmediatamente el acceso a personas, debido a la peligrosidad de la zona
ZC	Realizar conexión equipotencial
ZS	Incorporar señalización adecuada con el fin de proteger la integridad de las personas

De esta manera, se da por terminado el proceso de inspección del sistema de puesta a tierra para este tipo de instalaciones eléctricas.

6.2 FORMATOS GUÍA PARA LA METODOLOGÍA

En esta sección se presentan algunas sugerencias de formatos para realizar el proceso de inspección en sus distintas etapas evolutivas, que ayuden al inspector a proporcionar un dictamen final.

7. CONCLUSIONES

Se lograron recopilar las no conformidades frecuentes que se presentan posterior a la construcción y/o puesta en servicio de los sistemas de puesta a tierra en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión.

Se presentaron las mediciones que se deben realizar en la inspección de los SPT en subestaciones eléctricas de alta y extra alta tensión según la normativa vigente, las cuales precisan el estado de deterioro en el cual se encuentra la instalación respecto a las condiciones establecidas en la etapa de diseño.

Se establecieron las acciones preventivas y/o correctivas que se deben realizar en un SPT que permiten corregir las no conformidades presentes en la instalación, con el fin de garantizar la operatividad de la subestación y proteger la vida de los seres humanos que se encuentran en ella.

Se desarrollo una metodología basada en la experiencia de expertos en el área y argumentada en la normativa legal vigente, la cual permitió establecer un procedimiento de inspección claro, practico, sencillo y eficiente que diagnosticara adecuadamente los sistemas de puesta a tierra en las instalaciones estudiadas.

El uso de formatos durante la inspección de los sistemas de puesta a tierra es de vital importancia, ya que mediante estos se evidencian las falencias y/o ventajas que posee un SPT frente a la protección de las instalaciones. Es por esto que en vista de la magnitud de la información que cubre este tipo de instalaciones, se realizó una herramienta informática capaz de procesar toda la información y ahorrar tiempo de ejecución.

8. RECOMENDACIONES

La inspección y mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra en subestaciones de alta y extra alta tensión son temas escasamente explorados, el RETIE está orientado en su mayor parte a instalaciones domiciliarias y con ambigüedades en esta área de conocimiento. Por lo que se debe incentivar a su estudio e investigación debido a la gran importancia y peligro que puede representar, ya que, existe documentación sobre el diseño y puesta en servicio, sin embargo, poca información sobre la manera de inspeccionarlos, medirlos y tratarlos.

Las tensiones transferidas carecen de un punto de referencia a nivel normativo. Además, las normas referentes a los sistemas de puesta a tierra no las consideran durante la etapa de diseño, sin embargo, las exige durante la etapa de operación. Este tipo de tensiones logran catalogarse como un caso especial de las tensiones de contacto, por lo que pueden llegar a compararse con los valores máximos de tensiones admisibles por el ser humano que se muestran en el RETIE en su tabla 15.1.

La aplicación y el cumplimiento de la normativa correspondiente en los sistemas de puesta a tierra para subestaciones de alta y extra alta tensión, permite la protección de las personas, los equipos eléctricos y electrónicos que se encuentren en la instalación ante cualquier tipo de falla

Al establecer un plan de mantenimiento periódico en el sistema de puesta a tierra de la subestación se previenen graves afectaciones en los equipos y/o elementos del sistema que puedan poner en peligro la vida de las personas y la operatividad de la instalación.

BIBLIOGRAFIA

Braudaway, D. W., "Precision resistors: a review of the techniques of measurement, advantages, disadvantages, and results," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 48, no. 5, pp. 884-888, Oct. 1999.

Devarakonda, L. S., J. Moskos and A. Wood, "Evaluation of ground grid resistance for inservice substations," *IEEE PES T&D 2010*, New Orleans, LA, 2010, pp. 1-4.

CASAS OSPINO, Favio. TIERRAS. Soporte de la Seguridad Eléctrica. Bogotá: ICONTEC, 5ta Edición, 2010.

IEEE 1100:2005, Recommended Practice for Powering and Grounding Electronic Equipment.

IEEE 142:2007, Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems.

IEEE 80:2000, Guide for Safety in AC Substation Grounding.

IEEE 81:2012, Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth surface Potentials of a Grounding Systems.

IEEE 81–2:1991, Guide for Measurement of Impedance and Safety Characteristics of Large, Extended or Interconnected Grounding Systems.

Markelov, M. K., A. S. Ishkov and A. V. Svetlov, "Eddy Current Measuring System for Testing Conductive Objects," *2020 Moscow Workshop on Electronic and Networking Technologies (MWENT)*, Moscow, Russia, 2020, pp. 1-5.

MORENO J., SIMÓN P., ASENSIO G., DENCHE G., FALEIRO E., GARCÍA D., NAVARRO P., PAZOS F. J., *Sistemas de Puesta a Tierra en Instalaciones de Alta Tensión "Diseño, cálculo y verificación"*. 1ra Edición. Madrid. 2015

NTC 6307:2018, *Sistemas de Puesta a Tierra (SPT)*,

Patel, S. G., "A Complete Field Analysis of Substation Ground Grid By Applying Continuous Low Voltage Fault," in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 8, pp. 2238-2243, Aug. 1985.

PT-009. *Medidas y vigilancia de las instalaciones de puesta a tierra*. Publicación Técnica Schneider Electric. Edición: mayo 2001. Andrés Granero.

RETIE, *Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas*, Resolución 90708 del 30 de agosto de 2013. Ministerio de Minas y Energía.

Tagg, G. F., "Measurement of the resistance of physically large earth-electrode systems," in *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers*, vol. 117, no. 11, pp. 2185-2190, November 1970.

Verheyden and G. W. A. Akkermans, L. J., "An Application of the Potentiometer Method for Measurements of Small Electrical Resistances," in *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, vol. 17, no. 1, pp. 47-48, March 1968.

Zipse, D. W. , "A History of Grounding and Earthing Practices in the United States: Part 2: Continuing From the 1930s Onward," in *IEEE Industry Applications Magazine*, vol. 25, no. 2, pp. 68-75, March-April 2019.

ANEXOS

ANEXO A. MÉTODOS ALTERNATIVOS PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA.

Algunos métodos alternativos de medida de resistencia de puesta a tierra se presentan a continuación.

Método de la pendiente

Este método se aplica a grandes sistemas de puesta a tierra como lo son las puestas a tierra de subestaciones eléctricas, sin embargo, presenta dificultades en suelo no homogéneos.

Para el inicio de la medida se recomienda conectar el equipo de inyección, al registro previamente seleccionado en las mediciones de tensiones de paso y contacto, debido a cuestiones de facilidad, practicidad y tiempo de ejecución en la medida.

Del registro seleccionado se instala el electrodo de corriente C a una distancia de 6,5 veces la mayor dimensión de la puesta a tierra.

Se conecta el electrodo de potencial a una distancia del 20% de la distancia EC, como se muestra en la figura A1. Con el equipo de inyección se procede a inyectar la corriente seleccionada y se realiza la primera lectura de resistencia, referenciada como R1. Para que la medida sea lo más exacta posible, se recomienda que la corriente inyectada sea mayor a las corrientes parásitas que circulan por la malla y lo suficientemente alta para provocar una caída de tensión superior al rango mínimo de lectura del equipo. ¹²

¹² MORENO J., SIMÓN P., ASENSIO G., DENCHE G., FALEIRO E., GARCÍA D., NAVARRO P., PAZOS F. J., Sistemas de Puesta a Tierra en Instalaciones de Alta Tensión "Diseño, cálculo y verificación". 1ra Edición. Madrid. 2015

Posteriormente, se ubica el electrodo de potencial a una distancia del 40% de la distancia EC, como se muestra en la figura A1. Se toma la segunda lectura de resistencia, referenciada como R2.

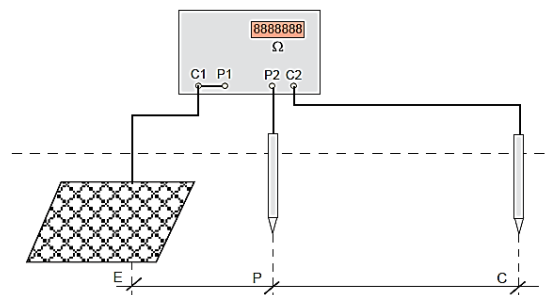
Luego, se ubica el electrodo de potencial a una distancia del 60% de la distancia EC, como se muestra en figura A1. Se toma la tercera lectura de resistencia, referenciada como R3.

Una vez obtenidos los valores de resistencia R1, R2 y R3, se procede a calcular el coeficiente de variación de pendiente μ , con ayuda de la ecuación A1.

Con la ayuda de la tabla A1, se determina el valor de K para el valor μ obtenido. Posterior a esto, se multiplica K por la distancia EC y se obtendrá un valor DF.

Por último, situar el electrodo de potencial a la distancia DF, se procede a tomar la lectura de resistencia R_f , la cual, será el valor de la resistencia de puesta a tierra del sistema.

Esquema de conexión, método de la pendiente.



Fuente: Medidas y vigilancia de las instalaciones de puesta a tierra, Schneider Electric.

$$\mu = \frac{R_3 - R_2}{R_2 - R_1}$$

Ecuación A1. Coeficiente de variación de pendiente.

Valores de DF para distintos valores de μ

μ	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
0.40	0.6432	6431	6429	6428	6426	6425	6423	6422	6420	6419
0.41	0.6418	6416	6415	6413	6412	6410	6409	6408	6406	6405
0.42	0.6403	6402	6400	6399	6397	6396	6395	6393	6392	6390
0.43	0.6389	6387	6386	6384	6383	6382	6380	6379	6377	6376
0.44	0.6374	6373	6372	6370	6369	6367	6366	6364	6363	6361
0.45	0.6360	6359	6357	6356	6354	6353	6351	6350	6348	6347
0.46	0.6346	6344	6343	6341	6340	6338	6337	6336	6334	6333
0.47	0.6331	6330	6328	6327	6325	6324	6323	6321	6320	6318
0.48	0.6317	6315	6314	6312	6311	6310	6308	6307	6305	6304
0.49	0.6302	6301	6300	6298	6297	6295	6294	6292	6291	6289
0.50	0.6288	6286	6285	6283	6282	6280	6279	6277	6276	6274
0.51	0.6273	6271	6270	6268	6267	6265	6264	6262	6261	6259
0.52	0.6258	6256	6255	6253	6252	6252	6248	6247	6245	6244
0.53	0.6242	6241	6239	6238	6236	6235	6233	6232	6230	6229
0.54	0.6227	6226	6224	6223	6221	6220	6218	6217	6215	6214
0.55	0.6212	6210	6209	6207	6206	6204	6203	6201	6200	6198
0.56	0.6197	6195	6194	6192	6191	6189	6188	6186	6185	6183
0.57	0.6182	6180	6179	6177	6176	6174	6172	6171	6169	6168
0.58	0.6166	6165	6163	6162	6160	6159	6157	6156	6154	6153
0.59	0.6151	6150	6148	6147	6145	6144	6142	6141	6139	6138
0.60	0.6136	6134	6133	6131	6130	6128	6126	6125	6123	6121
0.61	0.6120	6118	6117	6115	6113	6112	6110	6108	6107	6105
0.62	0.6104	6102	6100	6099	6097	6096	6094	6092	6091	6089
0.63	0.6087	6086	6084	6083	6081	6079	6076	6076	6074	6073
0.64	0.6071	6070	6068	6066	6065	6063	6061	6060	6058	6057
0.65	0.6055	6053	6052	6050	6049	6047	6045	6044	6042	6040
0.66	0.6039	6037	6036	6034	6032	6031	6029	6027	6026	6024
0.67	0.6023	6021	6019	6018	6016	6015	6013	6011	6010	6008
0.68	0.6006	6005	6003	6002	6000	5998	5997	5995	5993	5992
0.69	0.5990	5989	5987	5985	5984	5982	5980	5979	5977	5976
0.70	0.5974	5973	5971	5969	5967	5965	5964	5962	5960	5959
0.71	0.5957	5955	5953	5952	5950	5948	5947	5945	5943	5942
0.72	0.5940	5938	5936	5935	5933	5931	5930	5928	5926	5924
0.73	0.5923	5921	5920	5918	5916	5914	5912	5911	5909	5907
0.74	0.5906	5904	5902	5900	5899	5897	5895	5894	5892	5890
0.75	0.5889	5887	5885	5883	5882	5880	5878	5877	5875	5873
0.76	0.5871	5870	5868	5866	5865	5863	5861	5859	5858	5856
0.77	0.5854	5853	5851	5849	5847	5846	5844	5842	5841	5839
0.78	0.5837	5835	5834	5832	5830	5829	5827	5825	5824	5822
0.79	0.5820	5818	5817	5815	5813	5812	5810	5808	5806	5805
0.80	0.5803	5801	5799	5797	5796	5794	5792	5790	5788	5786
0.81	0.5785	5783	5781	5779	5777	5775	5773	5772	5770	5768
0.82	0.5766	5764	5762	5760	5759	5757	5755	5753	5751	5749
0.83	0.5748	5746	5744	5742	5740	5738	5736	5735	5733	5731
0.84	0.5729	5727	5725	5723	5722	5720	5718	5716	5714	5712
0.85	0.5711	5709	5707	5705	5703	5701	5699	5698	5696	5694
0.86	0.5692	5690	5688	5686	5685	5683	5681	5679	5677	5675
0.87	0.5674	5672	5670	5668	5666	5664	5662	5661	5659	5657
0.88	0.5655	5653	5651	5650	5648	5646	5644	5642	5640	5638
0.89	0.5637	5635	5633	5631	5629	5627	5625	5624	5622	5620
0.90	0.5618	5616	5614	5612	5610	5608	5606	5604	5602	5600
0.91	0.5598	5596	5594	5592	5590	5588	5586	5584	5582	5580
0.92	0.5578	5576	5574	5572	5570	5568	5565	5563	5561	5559
0.93	0.5557	5555	5553	5551	5549	5547	5545	5543	5541	5539
0.94	0.5537	5535	5533	5531	5529	5527	5525	5523	5521	5519
0.95	0.5517	5515	5513	5511	5509	5507	5505	5503	5501	5499
0.96	0.5497	5495	5493	5491	5489	5487	5485	5483	5481	5479
0.97	0.5477	5475	5473	5471	5469	5467	5464	5462	5460	5458
0.98	0.5456	5454	5452	5450	5448	5446	5444	5442	5440	5438
0.99	0.5436	5434	5432	5430	5428	5426	5424	5422	5420	5418

Método de la intersección de curvas.

Este método es útil en grandes sistemas de puesta a tierra ya que requiere menores distancias de separación de los electrodos, lo que permite realizar la medida en lugares de espacio limitado, sin embargo, exige mayor número de cálculos y desarrollo de gráficos avanzados, por lo que no es práctico a la hora de ser implementado en campo.

El valor de la resistencia de puesta a tierra se determina a partir de la obtención de tres curvas de resistencia para diferentes posiciones del electrodo de potencial, tal como se explica a continuación:

Se seleccionan arbitrariamente tres registros que cumplan con los requisitos de operatividad mencionados en la medición de equipotencialidad. Estos registros deben pasar por un proceso de limpieza, tal como se realizó en la medición antes mencionada.

Desde el punto del primer registro seleccionado se elige una distancia $E1$ donde se debe conectar el electrodo de corriente.

Se realiza la medida de resistencia de puesta a tierra ubicando el electrodo de potencial al 10%, 20%, hasta llegar al 90% de la distancia $E1C1$, como se muestra en la figura A2.

De igual forma, se realizan las medidas de resistencia para los otros dos registros seleccionados.

Graficar sobre un mismo plano las tres curvas de resistencia en función de las distancias $E1P$.

El valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra será el punto de intersección de las tres curvas.

En el caso que las tres curvas no se corten en un punto, se realiza la transformación de estas utilizando la regla del 61,8% como se muestra a continuación:

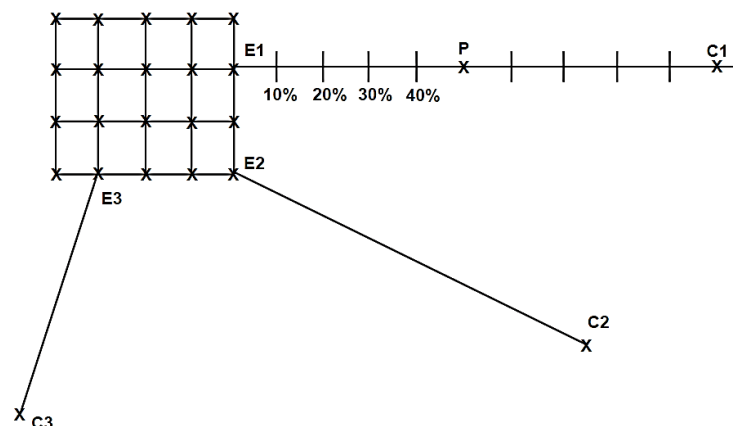
$$\lambda + EP = 0,618 (\lambda + ECN)$$

$$\lambda = \frac{0,618 ECN - EP}{0,382}$$

$$\lambda = 1,617 ECN - 2,617 EP$$

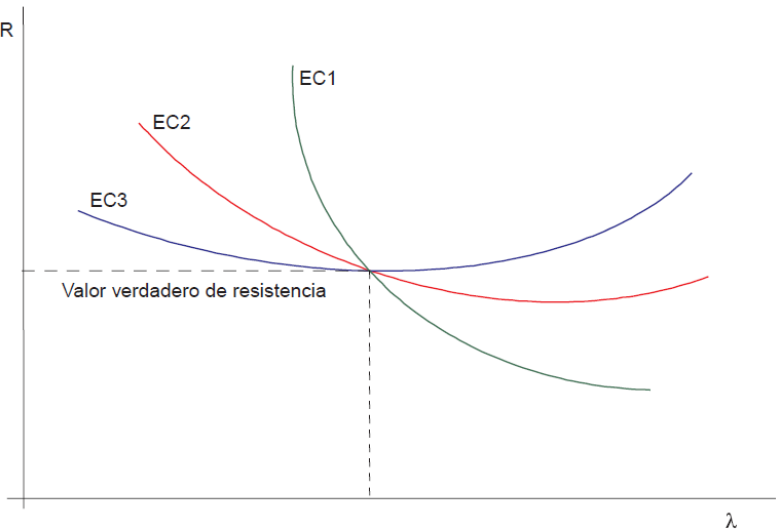
Para cada una de las curvas, conociendo los valores de la distancia E1P y la distancia E1C1, se obtienen las nuevas curvas de resistencia en función de λ como se muestra en la figura A3, en el cual, el punto de intersección es el valor de la resistencia del sistema de puesta a tierra.

Esquema de conexión, método de la intersección de curvas



Fuente: Medidas y vigilancia de las instalaciones de puesta a tierra, Schneider Electric.

Intersección de curvas mediante transformación



Fuente: Medidas y vigilancia de las instalaciones de puesta a tierra, Schneider Electric.

ANEXO B. PLANTILLA DE INSPECCIÓN PARA SPT EN S.E DE AT Y EAT.

El anexo B está adjunto en el CD y puede visualizarlo en base de datos de la biblioteca UIS.