



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS
APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81**

Renato Alejandro Díaz Martínez

Asesorado por el Ing. Rony Estuadro Balcarcel Estrada

Guatemala, septiembre de 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS
APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

RENATO ALEJANDRO DÍAZ MARTÍNEZ

ASESORADO POR EL ING. RONY ESTUARDO BALCARCEL ESTRADA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, SEPTIEMBRE DE 2020

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
VOCAL I	Ing. José Francisco Gómez Rivera
VOCAL II	Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
VOCAL III	Ing. José Milton de León Bran
VOCAL IV	Br. Christian Moisés de la Cruz Leal
VOCAL V	Br. Kevin Armando Cruz Lorente
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANA	Inga. Aurelia Anabela Cordova Estrada
EXAMINADOR	Ing. Armando Gálvez Castillo
EXAMINADOR	Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
EXAMINADOR	Ing. Guillermo Antonio Puente Romero
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

**ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y
SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS
APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 26 de julio de 2018.

Renato Alejandro Díaz Martínez

Guatemala, 13 de enero de 2020

Ingeniero
Fernando Moscoso Lira
Coordinador Área de Potencia
Presente

Estimado Ingeniero Moscoso:

Me dirijo a usted saludándole e informándole que he dado el visto bueno al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81** del estudiante, RENATO ALEJANDRO DÍAZ MARTÍNEZ con registro académico No. 2012-12554. Por lo anterior, considero que el trabajo de graduación cumple con el alcance y los objetivos definidos para su desarrollo.

Agradeciendo su atención. Atentamente



Ing. Rony Balcarcel
Colegiado activo: 6846.

RONY E. BALCARCEL E.
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 6846

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA INGENIERÍA
MECÁNICA ELÉCTRICA

REF. EIME 18. 2020.
26 de FEBRERO 2020.

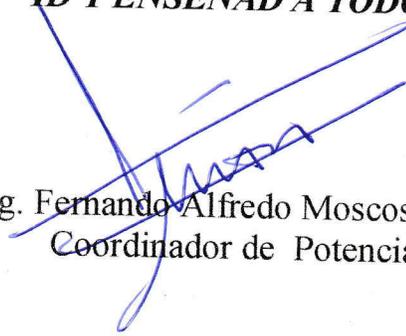
Señor Director
Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81**, del estudiante; Renato Alejandro Díaz Martínez, que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS


Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira
Coordinador de Potencia





REF. EIME 18. 2020.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante: RENATO ALEJANDRO DÍAZ MARTÍNEZ titulado: ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81, procede a la autorización del mismo.


Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo



GUATEMALA, 13 DE MARZO 2020.

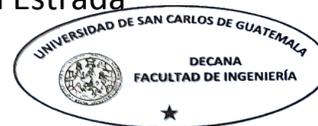
DTG. 273.2020.

La Decana de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Eléctrica, al Trabajo de Graduación titulado: **ESTUDIO DE MEDICIÓN DE PUESTA A TIERRA EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13.8KV ENERGIZADOS APLICANDO LA NORMA IEEE STD.81**, presentado por el estudiante universitario: **Renato Alejandro Díaz Martínez**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE:



Inga. Anabela Cordova Estrada
Decana



Guatemala, octubre de 2020

AACE/asga

ACTO QUE DEDICO A:

**Dios, María Auxiliadora
y Don Bosco**

Por derramar siempre sus bendiciones sobre mí y por haberme dado la fuerza necesaria cada día para culminar mi carrera.

Mis padres

Alejandro Díaz Montenegro y Mirna Elizabeth Martínez García. Su amor y apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

Mi hermana

Andrea Alejandra Díaz Martínez, por su apoyo y palabras de aliento en estos años de estudio.

Mi novia

María Fernanda Ical, por estar a mi lado en los momentos difíciles y por todas sus palabras de aliento que siempre fueron de gran valor.

**Familias Solórzano
Valdez y Ovalle Valdez**

Por haberme abierto las puertas de sus casas y el haberme recibido como uno más de la familia.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por ser una importante influencia en mi carrera.
Facultad de Ingeniería	Por ser una importante influencia en mi formación personal y profesional.
Mis amigos de la Facultad	Alvaro Martínez, Luis Morales, Alejandro Castillo, Edgar Barillas, Rafael Alvarez, Pablo Estrada, Kevin Orozco, Rodrigo Ovando, Walter Mendoza, Pablo Tello, Marco Flores y David López por su amistad, compañía y apoyo durante los años de estudio.
Mis compañeros de trabajo	Inga. Rocío López, Inga. Rocío García, Ing. Mario Figueroa, Ing. Luis Morales y Sr. Byron Alvarez por su apoyo y motivación durante el tramo final de mi carrera.
Ingeniero Mynor Chivichon	Por haberme dado mi primera oportunidad laboral y por la confianza depositada en mí.
Ingeniero Rony Balcarcel	Por su ayuda en la elaboración de este trabajo y por haber compartido su experiencia y conocimientos conmigo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	IX
LISTA DE SÍMBOLOS	XIII
GLOSARIO	XV
RESUMEN	XVII
OBJETIVOS.....	XIX
INTRODUCCIÓN	XXI
1. GENERALIDADES.....	1
1.1. Planteamiento del tema	1
1.2. Justificación	2
1.3. Metodología de investigación	2
1.4. Normas aplicables	4
2. MARCO TEÓRICO.....	7
2.1. Línea de transmisión	7
2.1.1. Línea corta.....	8
2.1.2. Línea media	10
2.1.3. Línea larga y muy larga	11
2.2. Subestación eléctrica.....	12
2.2.1. Subestación eléctrica elevadora.....	13
2.2.2. Subestación eléctrica de distribución.....	13
2.3. Transmisión de energía eléctrica.....	14
2.4. Sistema de puesta a tierra.....	15
2.4.1. Tipos de sistema de puesta a tierra.....	16

2.4.1.1.	Puesta a tierra de los equipos eléctricos	17
2.4.1.2.	Puesta a tierra en señales electrónicas	17
2.4.1.3.	Puesta a tierra de protección electrónica	18
2.4.1.4.	Puesta a tierra de protección atmosférica.....	18
2.4.1.5.	Puesta a tierra para sistemas eléctricos	19
2.4.2.	Necesidad del sistema de puesta a tierra.....	19
2.5.	Requerimientos básicos	20
2.5.1.	Presentar una baja resistencia de puesta a tierra ...	21
2.5.2.	Garantizar bajos potenciales superficiales dentro de la instalación.....	21
2.5.3.	Establecer conexiones equipotenciales.....	22
2.5.4.	Capacidad suficiente de conducción efectiva de la corriente de falla	23
2.6.	Necesidad de las mediciones.....	23
2.6.1.	Potencial de superficies.....	24
2.7.	Objetivo de las mediciones.....	26
2.7.1.	Medición de resistividad a tierra.	26
2.7.2.	Medición de la resistencia de puesta a tierra	27
2.8.	Resistividad del suelo.....	28
2.8.1.	Métodos de medición de resistividad del terreno	31
2.8.1.1.	Método de tres puntos o método de variación de profundidad	32
2.8.1.2.	Método de cuatro puntos.....	33
2.8.1.3.	Arreglo de Wenner	34

	2.8.1.4.	Arreglo Schlumberger	36
	2.8.2.	Sitios recomendados para hacer las mediciones de resistividad del terreno (MOTOROLA ST R56) ..	37
2.9.		Resistencia de puesta a tierra	38
	2.9.1.	Componentes de la resistencia de puesta a tierra ..	39
	2.9.2.	Medición de resistencia de puesta a tierra.....	40
	2.9.2.1.	Método de dos puntos	40
	2.9.2.2.	Método de tres puntos	41
	2.9.2.3.	Método de caída de potencial.....	43
	2.9.2.4.	Método de <i>Clamp-on</i>	46
	2.9.2.5.	Medición de la pendiente	49
2.10.		Resistencia de un electrodo de puesta a tierra.....	49
2.11.		Potenciales superficiales	51
	2.11.1.	Elevación de potencial de tierra.....	52
	2.11.2.	Potencial de toque	52
	2.11.3.	Potencial de paso	53
	2.11.4.	Métodos de medición de potenciales superficiales.....	53
	2.11.4.1.	Medición con telurómetro.....	54
	2.11.4.2.	Falla preparada.....	54
	2.11.4.3.	Falla bajo voltaje	54
2.12.		Valores recomendados de puesta a tierra	55
3.		ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ESTRUCTURAS DE 69KV Y ELECTRODOS DE TIERRA	57
	3.1.	Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación	84
	3.2.	Especificación para electrodo de puesta a tierra	86

4.	CRITERIOS PARA LAS PRUEBAS DE MEDICIÓN	89
4.1.	Condiciones de seguridad.....	89
4.1.1.	Precauciones generales para la preparación de las mediciones.....	89
4.1.2.	Precauciones generales.....	90
4.1.3.	Precauciones de mayor riesgo	91
4.1.4.	Equipo de protección personal	91
4.1.4.1.	Casco para trabajo eléctrico.....	91
4.1.4.2.	Lentes de protección	92
4.1.4.3.	Guantes de protección	92
4.1.4.4.	Botas dieléctricas	93
4.1.4.5.	Chaleco reflectivo.....	93
4.2.	Selección de equipo para la medición.....	94
4.3.	Procedimientos para realizar las mediciones	94
4.3.1.	Resistividad del suelo.....	94
4.3.1.1.	Método de cuatro puntos Wenner	95
4.3.2.	Resistencia de puesta a tierra.....	96
4.3.2.1.	Método de dos puntos.....	96
4.3.2.2.	Método de caída de potencial (completo)	98
4.3.2.3.	Método de <i>Calmap-on</i>	100
4.3.2.4.	Método de caída de potencial/ <i>Clamp-on</i> para torres de transmisión .	100
4.3.2.5.	Método de la pendiente.....	102
4.4.	Soluciones a errores que se presentan durante las mediciones	104

5.	ESTUDIO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69 KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13,8 KV.....	105
5.1.	Descripción y características del equipo utilizado para el estudio	105
5.2.	Descripción de los métodos utilizados para la medición de resistividad del terreno y medición de resistencia de puesta a tierra utilizando el equipo FLUKE 1625-2	106
5.2.1.	Medición de resistividad del terreno utilizando equipo FLUKE 1625-2	106
5.2.2.	Medición de resistencia de puesta a tierra utilizando equipo FLUKE 1625-2	109
5.3.	Planos y diagramas de subestación eléctrica de distribución y línea de transmisión bajo estudio.....	111
5.3.1.	Subestación de distribución 69/13,8 kV.....	111
5.3.1.1.	Diagrama unifilar subestación de distribución 69/13,8 kV.....	112
5.3.2.	Línea de transmisión eléctrica 69 kV.....	113
5.3.2.1.	Línea de transmisión eléctrica vista aérea.....	114
5.4.	Resultados de las mediciones	115
5.4.1.	Resistividad del suelo	116
5.4.2.	Resistencia de puesta a tierra	116
5.4.3.	Medición de subestación de distribución de 69/13,8 kV.....	120
5.5.	Análisis de los resultados obtenidos durante las mediciones	122
5.5.1.	Análisis de la medición de resistividad del suelo ..	123
5.5.1.1.	Tipo de suelo arenoso	124
5.5.1.2.	Tipo de suelo pedregoso	125
5.5.1.3.	Tipo de suelo turba	126

5.5.2.	Análisis de los resultados de la medición de resistencia de puesta a tierra para línea de transmisión de 69 kV	128
5.5.2.1.	Datos por debajo del valor máximo recomendado	128
5.5.2.2.	Datos por encima del valor máximo recomendado	130
5.5.3.	Análisis de los resultados de medición de resistencia a tierra en subestación eléctrica de distribución de 69/13,2 kV	131
5.5.3.1.	Medición para el pozo de tierra núm. 1	131
5.5.3.2.	Medición para el pozo de tierra núm. 2	133
5.5.3.3.	Medición para el pozo de tierra núm. 3	134
5.5.3.4.	Medición para el pozo de tierra núm. 4	135
5.6.	Métodos propuestos para mejoramiento de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra	136
5.6.1.	Tratamiento químico del suelo	136
5.6.1.1.	Bentonita	137
5.6.1.1.1.	Bentonita sódica.....	137
5.6.1.1.2.	Bentonita cálcica	138
5.6.1.2.	Cloruro de sodio más carbón vegetal .	138
5.6.1.3.	Tratamiento con geles.....	139
5.6.1.4.	Electrodo de grafito	139
5.6.1.4.1.	Características y beneficios	139

5.6.2.	Aumento de la distancia entre ejes de los electrodos	140
5.6.3.	Aumento del número de electrodos en paralelo ...	140
5.7.	Plan de mantenimiento propuesto para línea de transmisión y subestación de distribución.....	141
CONCLUSIONES		145
RECOMENDACIONES		147
BIBLIOGRAFÍA		149
ANEXO		155

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Circuito equivalente de una línea de transmisión	7
2.	Circuito equivalente de una línea de transmisión corta	9
3.	Modelo π de la línea media.....	10
4.	Línea larga con parámetros distribuidos	12
5.	Distribución gradiente de voltaje y potenciales de toque y paso	25
6.	Factores que hacen variar la resistividad	31
7.	Método de tres puntos o método de variación de profundidad.....	32
8.	Arreglo de Wenner	34
9.	Combinaciones método de Wenner	35
10.	Arreglo de Schlumberger	37
11.	Mediciones de acuerdo con norma MOTOROLA ST R56.....	38
12.	Elementos que constituyen una puesta a tierra.....	40
13.	Método de dos puntos.....	41
14.	Método de tres puntos.....	42
15.	Método de caída de potencial	44
16.	Superposición de los gradientes	45
17.	Curva característica sin superposición de los gradientes.....	45
18.	Método de <i>Calmp-on</i>	47
19.	Medición en torres de transmisión.....	48
20.	Electrodo o varilla de tierra.....	51
21.	Potencial de paso y de toque	53
22.	Estructura post <i>line</i> de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños 0° a 5° (aisladores opuestos).....	57

23.	Estructura post <i>line</i> de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños 0° a 5° (aisladores mismo lado).....	59
24.	Estructura post <i>line</i> doble terna de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños de 0° a 5°.....	61
25.	Estructura post <i>line</i> de paso simple 69 kV con bayoneta. Ángulos pequeños 0° a 5°.....	63
26.	Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores (aisladores mismo lado).....	65
27.	Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores (aisladores opuestos).....	67
28.	Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores, ángulo en bisectriz.....	69
29.	Estructura doble tensión vertical 69 kV. Doble tensión de paso de amarre.....	71
30.	Estructura doble tensión vertical 69 kV. Doble terna fin de línea.....	73
31.	Estructura tipo H de paso simple de suspensión 69 kV.....	75
32.	Estructura tipo H doble tensión 69 kV.....	77
33.	Estructura tipo torre de paso simple 69 kV 49 m.....	79
34.	Estructura tipo torre de doble tensión 69 kV 19,50 m.....	80
35.	Estructura tipo torre de doble tensión 69 kV 26 m.....	81
36.	Tierra apoyo de hormigón. Línea de AT.....	82
37.	Tierra apoyo de hormigón. Línea de alta tensión en zona pública de concurrencia.....	83
38.	Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación.....	84
39.	Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación.....	85
40.	Especificación técnica de electrodo de puesta a tierra.....	86
41.	Valores de k en función de μ para el método de la pendiente.....	103

42.	Características y funciones del equipo	108
43.	Conexión de equipo medición de resistividad del terreno	109
44.	Conexión de equipo para medición de resistencia de puesta a tierra	111
45.	Plano subestación de distribución 69/13,8 kV	112
46.	Diagrama unifilar	113
47.	Línea de transmisión eléctrica 69 Kv diagrama unifilar	114
48.	Vista aérea de línea de transmisión eléctrica	115
49.	Gráfica terreno arenoso	124
50.	Gráfica terreno pedregoso	125
51.	Terreno turba.....	127
52.	Gráfica de datos en rango de valor de resistencia de puesta a tierra.....	129
53.	Gráfica de datos con valores fuera de rango de resistencia de puesta a tierra	131
54.	Gráfica datos pozo 1	132
55.	Gráfica pozo dos	133
56.	Gráfica pozo tres.....	134
57.	Gráfica pozo cuatro	135
58.	Diagrama de flujo mantenimiento.....	143

TABLAS

I.	Valores recomendados de acuerdo con las normas	22
II.	Valor de resistividad del suelo de acuerdo con su tipo.....	29
III.	Valor de resistividad del suelo de acuerdo con tu tipo II	30
IV.	Valores recomendados de puesta a tierra.....	55
V.	Unidades constructivas figura 22	58
VI.	Altura de poste H, X, E.....	58

VII.	Unidades constructivas figura 23	60
VIII.	Altura de poste H, X, E	60
IX.	Unidades constructivas figura 24	62
X.	Altura de poste H, X, E.....	62
XI.	Unidades constructivas figura 25	64
XII.	Altura de poste H, X, E	64
XIII.	Unidades constructivas figura 26 likinormas.micodensa	66
XIV.	Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5.....	66
XV.	Unidades constructivas figura 27	68
XVI.	Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5.....	68
XVII.	Unidades constructivas figura 28	70
XVIII.	Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5.....	70
XIX.	Unidades constructivas figura 29	72
XX.	Alturas de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4	72
XXI.	Unidades constructivas figura 30	74
XXII.	Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4	74
XXIII.	Unidades constructivas figura 31	76
XXIV.	Alturas poste H, E, Hp	76
XXV.	Unidades constructivas figura 32	78
XXVI.	Alturas poste H, E, Hp	78
XXVII.	Requerimientos dimensionales	87
XXVIII.	Composición química del electrodo de puesta a tierra	87
XXIX.	Resultados de medición de resistividad del suelo.....	116
XXX.	Resultados de medición de resistencia de puesta a tierra	117
XXXI.	Pozo uno.....	121
XXXII.	Pozo dos.....	121
XXXIII.	Pozo tres.....	122
XXXIV.	Pozo cuatro.....	122

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
I	Corriente
Ø	Diámetro
X°	Grados
Hz	Hercio
Km	Kilómetros
kV	Kilovoltio
®	Marca registrada
m	Metro
μ	Mi
mA	Miliamperio
mm	Milímetro
Ω	Ohm
π	Pi
ft	Pies
%	Porcentaje
”	Pulgadas
ρ	Rho
Std.	<i>Standard</i>
V	Voltios

GLOSARIO

ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (<i>American National Standards Institute</i>).
Capacitor	Dispositivo pasivo, utilizado en electricidad y electrónica, capaz de almacenar energía sustentando un campo eléctrico.
<i>Clamp-on Method</i>	Método de tenaza para medición de resistencia de puesta a tierra.
Conductancia	Facilidad que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica, es decir, que la conductancia es la propiedad inversa de la resistencia eléctrica.
Conductor eléctrico	Material cuya resistencia al paso de la electricidad es muy baja.
Electrodo	Conductor eléctrico utilizado para hacer contacto con una parte no metálica de un circuito.
Gradiente	Variación de una magnitud en función de la distancia, a partir de la línea en que esta variación es máxima en las magnitudes cuyo valor es distinto en los diversos puntos de una región del espacio.

IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>).
Impedancia eléctrica	Suma de la resistencia y la reactancia.
Inductor	Componente pasivo de un circuito eléctrico que, debido al fenómeno de la autoinducción, almacena energía en forma de campo magnético.
NEC	<i>National Electrical Code</i> (Código Nacional Eléctrico).
Potencial eléctrico	Magnitud escalar que permite obtener una medida del campo eléctrico en dicho punto a través de la energía potencial electrostática que adquiriría una carga si la situásemos en ese punto.
Reactancia eléctrica	Oposición al paso de corriente alterna de un capacitor o inductor.
Resistencia eléctrica	Toda oposición que encuentra la corriente a su paso por un circuito eléctrico cerrado.
Resistividad eléctrica	Característica propia de los materiales que tienen unidades de ohmios–metro; indica qué tanto se opone el material al paso de la corriente eléctrica.
Telurómetro	Equipo que mide la resistencia de puesta a tierra y la resistividad por el método de Wenner.

RESUMEN

La puesta a tierra es un mecanismo de seguridad que forma parte de las instalaciones eléctricas y que consiste en conducir corrientes de falla debido a una inconveniente en un sistema eléctrico o por descargas de naturaleza electroatmosféricas hacia la tierra, impidiendo que equipos conectados al sistema sufran daño alguno o que usuarios entre en contacto con la electricidad. La tierra es una superficie que puede disipar la corriente eléctrica que reciba. Puesta a tierra consiste en un mecanismo que cuenta con piezas metálicas enterradas denominadas varillas o electrodos de puesta a tierra y conductores de diferentes clases que unen las diferentes partes de la instalación.

Las normativas que tratan este tema definen los procedimientos de cómo efectuar las mediciones de los sistemas de protección. Una mala medición de los valores conllevaría un mal plan de mantenimiento defectuoso para el sistema eléctrico, repercutiendo en una posible futura falla, que ocasionaría daños tanto físicos para las personas que operan en el sistema como daños que podrían ser hasta irreparables sobre los equipos.

El estudio aquí desarrollado evalúa las condiciones en las cuales se encontraba el sistema antes de realizarse las mediciones y propone soluciones en forma de planes de mantenimiento tanto para el terreno físico donde se encuentra el sistema de eléctrico de transmisión como para los elementos de protección de los equipos estudiados.

OBJETIVOS

General

Realizar un estudio a base de mediciones de resistencia de puesta a tierra para una red de transmisión en 69 kV y subestación de distribución aplicando la Norma IEEE Std. 81.

Específicos

1. Proponer un método de medición de puesta a tierra para estructuras que transportan una línea de 69 kV y equipos instalados en una subestación de distribución explicando por qué se utilizó para este estudio.
2. Identificar errores que pueden cometerse durante las mediciones que puedan llegar a afectar el resultado del estudio.
3. Basado en el estudio proponer un plan de mantenimiento basado en mediciones para el mantenimiento predictivo de la línea como para los equipos de la subestación.
4. Determinar el estado del sistema de protección de puesta a tierra estudiado.

INTRODUCCIÓN

Los sistemas de puesta a tierra son parte esencial en la seguridad, tanto para personas como para equipos que operan o son utilizados en los sistemas eléctricos, ya sean estos sistemas de generación, de transmisión o de distribución de energía. Estos sistemas de protección son diseñados con base a los criterios establecidos por distintas normativas, recomendando valores para los parámetros eléctricos y prácticas recomendadas para obtener un óptimo valor.

La finalidad de los sistemas de protección de puesta a tierra es prever los daños ocasionados debido a fallas por condiciones anormales de operación o descargas electroatmosféricas sobre las líneas de distribución o equipos operando dentro de una red eléctrica. Por lo general, la inversión asociada a efectuar estas mediciones es marginal comparada con el costo que conllevaría la reparación o reemplazo de equipos dañados por no poseer una adecuada protección de puesta a tierra, preservando de esta manera la vida útil de los equipos.

En el desarrollo del siguiente trabajo se presentan los conceptos de las líneas de transmisión, los voltajes a los cuales operan este tipo de líneas en el país; también se desarrollan los conceptos de subestaciones eléctricas tanto para transmisión como para distribución y los diferentes métodos que pueden emplearse para obtener los valores del sistema de puesta a tierra.

Este caso toma como eje central la norma IEEE Std. 81 2012, aplicando sus metodologías al estudio realizado, al momento de aplicar lo que la norma

expone y realizar las mediciones se tendrá la información suficiente para así crear planes de mantenimiento para el sistema eléctrico y mantener un histórico del comportamiento de las protecciones de tierra.

1. GENERALIDADES

1.1. Planteamiento del tema

El compendio de Normas Técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) ha establecido los valores máximos de la resistencia de una red de tierras a la capacidad en MVA de la instalación y el valor máximo de potencial a tierra (GPR). En Guatemala las mediciones se realizan sin aplicar ningún tipo de estándar o seguimiento de normativas, por lo cual llega a existir mucha duda e incertidumbre de los resultados obtenidos, y en que lleguen a garantizarse los niveles de seguridad y estándares requeridos por las normativas que establecen estos niveles de calidad.

El problema principal es que en el país no se posee una normativa o reglamentación con una metodología para llevar a cabo la medición de los parámetros de red de tierras en líneas y subestaciones eléctricas, lo cual en consecuencia puede ocasionar una medición errónea al usar métodos que no están estandarizados. Lo anterior lleva a no poder controlar la variable estudiada obteniendo así datos incorrectos.

Esta problemática se pretende resolver al presentar una metodología apoyada en una norma específica, esta corresponde a la IEEE Std. 81, da los parámetros para la medición de la red de tierras. Los procedimientos planteados por la normativa serán respaldados por el estudio realizado en campo añadiendo la propuesta de utilizar un equipo con control de frecuencia automático que permite la reducción de ruido eléctrico, lo que permite realizar las mediciones sin tener que desenergizar el sistema.

1.2. Justificación

La integridad física del personal operativo de un sistema eléctrico de potencia y la infraestructura de los diferentes equipos instalados, tanto eléctricos, electrónicos y de comunicación que operan dentro o cerca de estructuras de transmisión de energía o de una subestación eléctrica, se ven afectados de no existir un del sistema de puesta a tierra adecuado. El diseño de este sistema de protección debe tener el valor óptimo de resistencia a tierra que garantice el correcto funcionamiento de los equipos y el sistema eléctrico.

Por lo mencionado anteriormente, es necesario seguir una metodología en cumplimiento de un estándar tal como la norma IEEE Std. 81 para asegurar que la instalación de la red de tierra cumpla con los requerimientos establecidos.

Muchas instalaciones no cumplen con estos estándares expuestos por la norma ya que no conocen la misma, y al no poseer un programa de verificación por medio de mediciones de líneas o subestaciones ponen en peligro los equipos y sobre todo a las personas. El conocimiento de la norma es primordial para mantener un sistema eléctrico en óptimas condiciones y, por lo tanto, es necesaria la documentación que no solo muestre la norma sino su correcta aplicación a sistemas existentes.

1.3. Metodología de investigación

El trabajo de graduación está dividido en diferentes etapas. Se realizará de manera teórica para posteriormente apoyarse en el trabajo realizado en campo, de esta forma se podrá comprender la metodología que presenta la norma estudiada y las diferentes normas que también se utilizarán a lo largo del

estudio. El trabajo de campo se realizará donde se encuentra localizada la línea de transmisión y la subestación eléctrica de distribución estudiada.

La metodología por seguir para realizar el trabajo es la que se presenta a continuación:

- Adquisición y lectura de las normas que tratan el tema, tomando de cada una de ellas los puntos más importantes, comparando y extrayendo la metodología que mejor se adapte al objetivo del estudio.
- Primeras inspecciones visuales tanto de la línea de transmisión como del terreno en el que se encuentra, del mismo modo se realizará con la subestación de distribución.
- Lectura de manual de usuario del equipo por utilizar, realización de primeras pruebas previas al estudio de medición de resistividad del suelo y resistencia a tierra, coordinar capacitación sobre el correcto uso del equipo con el fabricante o representante de la marca.
- Llevar a cabo las mediciones de resistividad del suelo y resistencia a tierra tanto de la línea de transmisión como de la subestación eléctrica de distribución, utilizando la metodología descrita por la norma.
- Analizar toda información obtenida durante la medición en campo y comparar los datos obtenidos con la teoría expuesta en las normativas, con el objetivo de mostrar todos los aspectos que puedan influir en los resultados obtenidos durante una medición de este tipo.

1.4. Normas aplicables

Como se ha establecido este trabajo se basa primordialmente en la norma IEEE STD. 81, pero también se toman referencias y estándares de otras normas que desarrollan de igual forma los sistemas de puesta a tierra. Estos estándares proveen información relacionada con metodologías de diseño y medición de estos sistemas de puesta a tierra, en los que la seguridad del personal y del equipo es prioritaria. Además del buen funcionamiento de los sistemas eléctricos tanto en generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica, en el sector de la industria, sector comercial, gubernamental y residencial.

A continuación, se listan las normas de las cuales se toma referencia:

- IEEE STD 81-1983, 1991 y 2012 *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*: se tomarán como base para este trabajo. Presenta las metodologías recomendadas para la medición de las características eléctricas de los sistemas de puesta a tierra.
- IEEE STD 80-2000 *Guide for Safety in AC Substation Grounding*: es la normativa que provee la información sobre las buenas prácticas de seguridad recomendadas para el diseño de la puesta a tierra de subestaciones de corriente alterna (AC).
- IEEE STD 142-2007 *Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems*: describe la metodología y prácticas adecuadas para la conexión de los sistemas comerciales e industriales

para los diferentes equipos que operan en ella. Se toman algunos conceptos y referencias de esta norma.

- Compendio de Normas Técnicas de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE): este compendio comprende los estándares de calidad en sus instalaciones y procesos que exige la CNEE en el país tanto a distribuidores, generadores y transportistas de energía eléctrica. Se toman datos y referencias en el apartado de Normas técnicas de diseño y operación de las instalaciones de distribución (NTDOID).
- NEC 2007: Código Eléctrico Nacional: se toman las recomendaciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos y conceptos básicos relacionadas con este.
- EPM RA6-014 y 015 Medida de resistividad eléctrica de suelo: es una norma colombiana que describe los métodos por seguir para la medición de la resistividad del suelo.
- ASTM G57-95a: es el estándar que rige las mediciones en campo de la resistividad del suelo utilizando el método de Wenner o el de los cuatro puntos. Desarrolla la forma correcta de llevarlos a cabo y además presenta sus esquemas correspondientes.
- ASTM D3633-98: estándar que desarrolla cómo medir la resistividad del suelo cuando es imposible hacerlo directamente debido a la presencia de pavimentos de gran extensión y se quiere evitar romper el concreto para insertar los electrodos de prueba del equipo.

- MOTOROLA R56 *Standards and Guidelines For Communication Sites*: Norma aplicada para la puesta a tierra de sistemas de comunicación. Muestra la metodología de diseño y comprobación de la resistencia de puesta a tierra de estos sistemas, sugerencias para las mediciones de resistividad del suelo y su modelado.
- ESPECIFICACIÓN 00J00-52 Comisión Federal de Electricidad: Red de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV En construcción: esta especificación de la Comisión Federal de México muestra los criterios de diseño para líneas de transmisión y algunos métodos de medición de los parámetros de redes de tierra.

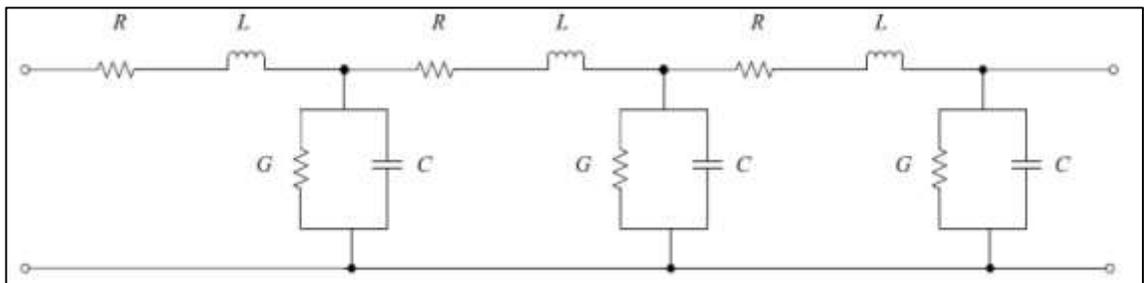
2. MARCO TEÓRICO

2.1. Línea de transmisión

Las líneas de transmisión se utilizan para transmitir energía eléctrica; específicamente desde una fuente hasta una carga. Los ejemplos incluyen la conexión entre un transmisor y una antena, entre una planta generadora hidroeléctrica y la subestación a cientos de kilómetros de distancia.

Las líneas de transmisión funcionan normalmente con cargas trifásicas equilibradas, aunque la disposición de los conductores no sea simétrica o tenga transposición. La línea de transmisión de energía es un circuito de elementos distribuidos, tiene resistencias, capacitancias, inductancias y conductancias, que se encuentran distribuidas a lo largo de toda su longitud.

Figura 1. Circuito equivalente de una línea de transmisión



Fuente: elaboración propia, empleando AutoCAD.

El modelo de las líneas es usado para calcular los voltajes, corrientes, y flujos de potencias. En este tema las líneas cortas son modeladas como

impedancias en serie, las medias son desarrolladas utilizando el equivalente π , para luego empezar con la teoría de líneas largas y muy largas, que son representadas con parámetros distribuidos.

Una línea de transmisión es considerada como tal si conduce voltajes entre los 69, 138, 230 y 400 kilovoltios, además se divide en diferentes grupos dependiendo de su longitud. Estas divisiones son las siguientes:

- Línea corta: longitud menor a 80 Km
- Línea media: longitud entre 80-250 Km
- Línea larga: longitud mayor a los 250 Km
- Línea muy larga: longitud mayor a los 360 Km

2.1.1. Línea corta

Una línea corta se entiende que tiene una longitud menor a los 80 Km. En estos casos se puede transmitir hasta 1,5 veces la potencia nominal. Cuando la línea es clasificada como corta, la capacitancia en derivación es tan pequeña que se puede omitir por completo, con una pérdida pequeña y solo se requiere considerar la resistencia R y la inductancia L en serie para la longitud total de la línea.

El modelo de la línea corta es representado por una impedancia serie. La impedancia total de la línea se obtiene multiplicando la impedancia serie por la longitud de la línea.

$$Z = (r + j\omega L)l \quad (\text{ec.1})$$

$$Z = R + jX \quad (\text{ec.2})$$

Donde:

Z = impedancia total en serie

r = resistencia de fase por unidad de longitud

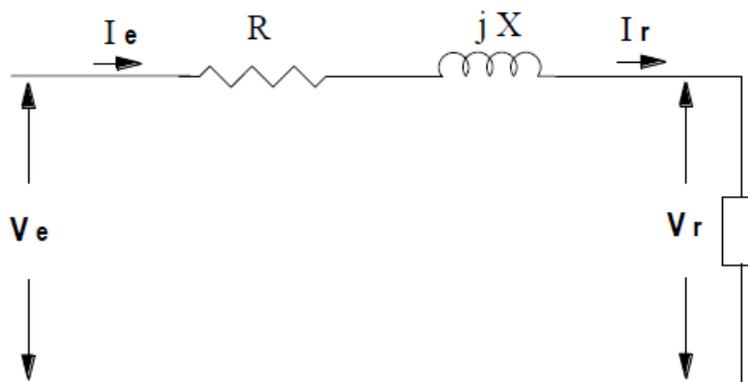
L = inductancia de fase por unidad de longitud

l = longitud de la línea

R = resistencia total de la línea

X = reactancia total de la línea

Figura 2. **Circuito equivalente de una línea de transmisión corta**



Fuente: elaboración propia programa AutoCAD.

- V_e , I_e , son el voltaje y corriente de fase en la barra de emisión
- V_r , I_r , son el voltaje y corriente de fase en la barra de recepción
- F.P., es el factor de potencia ($\cos \emptyset$)

La ecuación de voltaje de emisor está dada por:

$$V_e = V_r + ZI_r \quad (\text{ec.3})$$

En un circuito de impedancia serie, la corriente de emisión es igual a la corriente de recepción

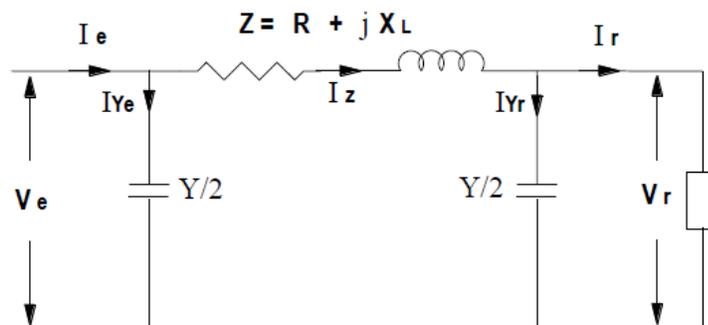
$$I_e = I_r \quad (\text{ec.4})$$

2.1.2. Línea media

Tiene entre 80 y 240 Km y puede transmitir hasta 1,2-1,3 veces la potencia natural. Las corrientes que circulan en la capacitancia shunt o en la admitancia shunt no son despreciadas.

Una línea de longitud media se puede representar con suficiente exactitud con R y L como parámetros concentrados, considerando que para los cálculos de líneas de transmisión medias por lo general se incluye la capacitancia pura. Así, si toda la admitancia se supone concentrada en el punto medio del circuito que representa a la línea, se dice que es un circuito T nominal, si la admitancia se supone dividida en dos partes iguales en los extremos de la línea se dice que el circuito es π nominal, tal como lo muestra la figura 3.

Figura 3. Modelo π de la línea media



Fuente: elaboración propia programa AutoCAD.

La admitancia shunt Y se expresa de la siguiente manera

$$Y = (g + jwC)l \quad (\text{ec.5})$$

Donde:

g = conductancia

C = capacitancia de la línea a neutro

l = longitud de la línea

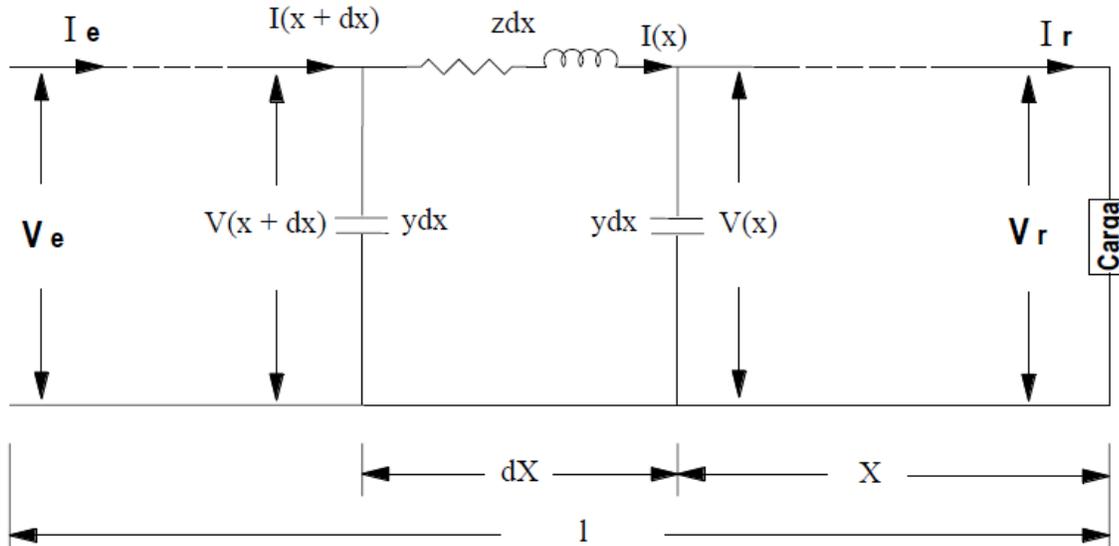
En condiciones normales, la conductancia shunt por unidad de longitud, representa la corriente de fuga de los aisladores, la cual es despreciable, también son llamadas pérdidas transversales. El valor de la conductancia g es igual a cero.

2.1.3. Línea larga y muy larga

Cuando se requiere una mejor representación de una línea de transmisión larga que la usada en el circuito T nominal y circuito π nominal, se requiere de una solución más sofisticada, debido a que se debe considerar la longitud incremental de la línea y considerar el efecto exacto de la capacitancia distribuida y su relación con la impedancia de la línea. Es decir, es preciso tomar teóricamente un número infinito de segmentos de línea para lo cual requiere de una solución apropiada para las ecuaciones diferenciales planteadas. En estos modelos de línea, la impedancia y la admitancia shunt son consideradas uniformemente distribuidas a lo largo de toda la línea.

La figura 4 ejemplifica cómo es el modelo de la línea larga y muy larga cuando se toman sus parámetros distribuidos.

Figura 4. Línea larga con parámetros distribuidos



Fuente: elaboración propia programa AutoCAD.

2.2. Subestación eléctrica

Una subestación eléctrica es la exteriorización física de un nodo de un sistema eléctrico de potencia, en el cual la energía se transforma a niveles adecuados de tensión para su transporte, distribución o consumo, con determinados requisitos de calidad. Está conformada por un conjunto de equipos utilizados para controlar el flujo de energía y garantizar la seguridad del sistema por medio de dispositivos automáticos de protección.

Una subestación puede estar asociada con una generadora de energía, como también puede estar asociada a los consumidores finales de energía eléctrica como lo son las subestaciones de distribución que se encargan de mantener los voltajes constantes para que no existan problemas en la red. Existen casos en los cuales una subestación no desempeñan labores de elevación o reducción de voltaje sino tienen otros trabajos asociados como el de

poder realizar maniobras a través de ellas para diferentes propósitos del sistema como lo son las maniobras o distribución de carga en diferentes circuitos de la misma red.

Básicamente una subestación consiste en un número de circuitos de entrada y salida, conectados a un punto común, siendo el interruptor el principal componente de un circuito y complementándose con los transformadores de instrumentación, seccionadores y pararrayos, en lo correspondiente a equipo de alta tensión, y con sistemas secundarios como los de control, protección, comunicaciones y servicios auxiliares.

2.2.1. Subestación eléctrica elevadora

Este tipo de subestación eléctrica eleva la tensión generada a niveles mucho más altos para transformarla.

La subestación elevadora es un tipo de subestación encargada de elevar la tensión de generación a alta o muy alta para poderla transportar. La tensión primaria de los transformadores suele depender de la capacidad de las máquinas generadoras, que pueden variar desde los 1 hasta los 13,8 kV, y la tensión secundaria de estos depende de la tensión de la línea de transporte. Los voltajes de transmisión de Guatemala están en el rango de los 400, 230, 138 y 69 kV.

2.2.2. Subestación eléctrica de distribución

Se le llama subestación de distribución a una subestación que se ubica centralmente dentro del área de carga. Estas subestaciones también pueden ubicarse cerca de una fábrica grande o dentro de un edificio de gran altura para

satisfacer las demandas de sus clientes de elevada carga. Muchas empresas de gran tamaño optan por construir subestaciones privadas ya que los voltajes de operación que utilizan sus equipos e instalaciones no son los mismos que un usuario residencial promedio.

Las subestaciones de distribución se componen de varios equipos, dentro de los que se incluyen, pararrayos, transformadores, interruptores y reguladores de tensión. Los transformadores son los elementos de mayor importancia dentro de la subestación de distribución, ya que estos son los que ejecutan la tarea principal de reducir las tensiones de transmisión a los niveles de distribución los cuales llegan a los transformadores instalados sobre la red que son los encargados de proveer el servicio a los usuarios. En Guatemala los niveles de voltaje de distribución que vienen de las salidas de las subestaciones normalmente van desde los 34,5 kV hasta los 13,8 kV y 13,2 kV.

Los equipos de protección como los interruptores se colocan entre los circuitos de distribución y la barra de baja tensión para la protección de la subestación durante las condiciones de falla o de picos de tensión. Los reguladores de tensión se instalan en serie en cada circuito de distribución si los transformadores de potencia no están equipados con la capacidad de cambiar los taps que permiten la regulación de la tensión de barra.

2.3. Transmisión de energía eléctrica

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas. Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se

hace considerando que, para un determinado nivel de potencia por transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por efecto Joule. Con este fin se emplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores.

Una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 kV y superiores, denominados alta tensión, de 400 o de 500 kV. En Guatemala el voltaje mayor de transmisión que se tiene es la interconexión con México a través de una línea de 400 kV.

La red de transporte de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias, la energía eléctrica generada en las centrales eléctricas.

Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las llamadas líneas de transporte. Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión.

2.4. Sistema de puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra son una parte imprescindible de todo sistema eléctrico en cualquiera de sus niveles: generación, transmisión y distribución de la energía, pues es el que protege al sistema, personas y equipos conectados. Desde su diseño e implementación hasta su

mantenimiento se deben seguir las normas correspondientes que garanticen el cumplimiento de los principales objetivos de las puestas a tierra. Los objetivos principales de un sistema de puesta a tierra se listan a continuación.

- Estabilizar el voltaje durante operaciones normales.
- Facilitar la operación de los circuitos.
- Limitar el voltaje debido a rayos, sobrevoltajes transitorios, y por contacto accidental con líneas energizadas de alto voltaje.
- Limitar tensiones debido a maniobras.
- Permitir a los equipos de protección aislar rápidamente las fallas.

Se entiende que un equipo o componente de un sistema eléctrico está puesto a tierra cuando se conecta a la tierra por medio de dispositivos conductores de electricidad adecuados. El término normalizado para designar la resistencia ofrecida al paso de una corriente eléctrica por el suelo desde una puesta a tierra es resistencia de puesta a tierra.

En general se espera que una puesta a tierra tenga suficiente capacidad de dispersión de corriente en el suelo y que, a su vez, limite los potenciales en su superficie de tal manera que no comprometan la seguridad de las personas por causa de una falla a tierra.

2.4.1. Tipos de sistema de puesta a tierra

De acuerdo con su aplicación los sistemas de puesta a tierra son:

- Puesta a tierra de los equipos eléctricos
- Puesta a tierra en señales electrónicas
- Puesta a tierra de protección electrónica

- Puesta a tierra de protección atmosférica
- Puesta a tierra para sistemas eléctricos

2.4.1.1. Puesta a tierra de los equipos eléctricos

Su propósito es eliminar los potenciales de toque que pudieran poner en peligro la vida y las propiedades, de forma que operen las protecciones por sobrecorriente de los equipos. Utilizado para conectar a tierra todos los elementos de la instalación que en condiciones normales de operación no están sujetos a tensiones, pero que pueden tener diferencia de potencial respecto de tierra a causa de fallas accidentales en los circuitos eléctricos, así como los puntos de la instalación eléctrica en los que es necesario establecer una conexión a tierra para dar mayor seguridad, mejor funcionamiento y regularidad en la operación. En fin, todos los elementos sujetos a corrientes eléctricas importantes de cortocircuito y sobretensiones en condiciones de falla.

Generalmente la resistencia a tierra en cualquier punto del sistema no debe ser mayor a 10Ω . Para la conexión a tierra de los equipos, se instalan en los edificios, una barra de cobre electrolítico de dimensiones adecuadas, instaladas a unos 60 cm sobre el nivel de piso con una leyenda indicativa, que es de uso exclusivo para el sistema de fuerza en las concentraciones de tableros de cada piso.

2.4.1.2. Puesta a tierra en señales electrónicas

Para evitar la contaminación con señales en frecuencias diferentes a la deseada. Se logra mediante blindajes de todo tipo conectados a una referencia cero o a tierra.

2.4.1.3. Puesta a tierra de protección electrónica

Para evitar la destrucción de los elementos semiconductores por sobre voltajes, se colocan dispositivos de protección de forma de limitar los picos de sobre tensión conectados entre los conductores activos y tierra. Los sistemas de puesta a tierra de los equipos electrónicos y de control, consta de una serie de electrodos instalados remotamente al edificio. En el interior se instala una barra de cobre electrolítico de dimensiones adecuadas montada a 2,60 m sobre nivel de piso terminado con una leyenda indicativa, que es de uso exclusivo para el sistema de electrónica.

La resistencia a tierra máxima en este sistema debe ser de unos 2 Ω , cuando no se alcanza la resistencia deseada, se instala algún elemento químico para reducir la resistividad del terreno y alcanzar así, la resistencia a tierra requerida.

2.4.1.4. Puesta a tierra de protección atmosférica

Como su nombre lo indica, se destina para drenar a tierra las corrientes producidas por descargas atmosféricas (RAYOS) sin mayores daños a personas y propiedades. Se logra con una malla metálica igualadora de potencial conectada al planeta tierra que cubre los equipos o edificios a proteger o se conforma con electrodos tipo *copperweld* y cable tipo pararrayos de cobre clase 1 de 27 hilos.

La distancia del edificio respecto del sitio donde se entierre el electrodo no debe ser inferior a 2,50 m y debe quedar totalmente aislado de los sistemas de tierras para fuerza y para electrónica. La resistencia a tierra en cualquier punto del sistema no debe ser mayor a 10 Ω , para lo cual, en caso necesario, se implementarán arreglos de electrodos en Delta.

2.4.1.5. Puesta a tierra para sistemas eléctricos

Los sistemas eléctricos se conectan a tierra con el fin de limitar la tensión que pudiera aparecer en ellos, por estar expuestos a descargas atmosféricas, por interconexión en casos de fallas con sistemas de conexiones superiores, o bien, para limitar el potencial máximo con respecto a tierra, producto por la tensión nominal del sistema. Este tipo de conexión se denominará tierra de servicio. Se conectarán a tierra los elementos de la instalación necesarios como:

- Los neutros de los transformadores.
- El neutro de los alternadores y otros aparatos o equipos que lo precisen.
- Los circuitos de baja tensión de transformadores de medida.
- Los limitadores, descargadores, auto válvulas, pararrayos, para eliminación de sobretensiones o descargas atmosféricas.
- Los elementos de derivación a tierra de los seccionadores de los sistemas de puesta a tierra.

2.4.2. Necesidad del sistema de puesta a tierra

La puesta a tierra en el sistema eléctrico se refiere a la conexión intencional, directa, sin fusibles ni protección alguna, a tierra por medio de elementos de baja resistencia, logrando así que, los materiales conductores, canalizaciones, cajas, accesorios, estructuras y cubiertas de equipos que no deben tener voltaje o que no deben en energizarse bajo condiciones normales de operación estén al mismo potencial eléctrico. Se considera que la tierra tiene un voltaje de cero voltios (0V) y las concentraciones de agua y sales que se pueden encontrar después de un par de pies de profundidad hacen de ella el punto ideal para eliminar las corrientes no deseadas que pudiesen aparecer.

El sistema de puesta a tierra es una parte básica de cualquier instalación eléctrica. Existen principalmente dos tipos de protecciones que dependen de la puesta a tierra de forma básica para su correcto funcionamiento, que son la protección contra sobretensiones transitorias (protección de equipos), y protección diferencial contra contactos indirectos (protección de personas).

Los efectos de las sobretensiones transitorias sobre una instalación se evitan mediante protectores contra sobretensiones transitorias (SPD). Estos actúan derivando la energía de la sobretensión hacia la puesta a tierra, evitando así daños en equipos eléctricos y electrónicos.

2.5. Requerimientos básicos

El sistema de puesta a tierra se compone de cuatro elementos esenciales que son:

- El electrodo de puesta a tierra: elemento enterrado (normalmente una barra de hierro o acero recubierto de cobre de 8 ft de largo) que busca alcanzar la longitud y profundidad necesarias (nivel de aguas subterráneas) para mantener una baja resistencia (menos de 25 Ω) lo cual ayuda a drenar rápidamente las corrientes no deseadas (de falla o impulsivas) fuera del sistema eléctrico.
- El conductor del electrodo de puesta a tierra: conductor que conecta al electrodo con la barra de tierra en el interruptor principal de la edificación.
- El conductor de puesta a tierra de equipos y canalizaciones: alambre desnudo (generalmente llamado *ground*) que se conecta para asegurar

continuidad de la puesta a tierra a todas y cada una de las salidas eléctricas dentro o fuera de una edificación.

- El conductor puesto a tierra; es conocido como el neutro del sistema eléctrico. Solo se unen el neutro y el alambre desnudo del sistema en el Interruptor principal del cliente o usuario.

Todo sistema de puesta a tierra debe cumplir con ciertos requerimientos para que pueda responder a sus sus objetivos.

2.5.1. Presentar una baja resistencia de puesta a tierra

Previene que existan potenciales peligrosos durante una falla. Los valores recomendados por las normas según el tipo de instalación se presentan en la tabla I.

2.5.2. Garantizar bajos potenciales superficiales dentro de la instalación

En las normas IEEE 80, 142 y Acuerdo 29-E-2000 no se presenta un valor máximo para potenciales de toque y paso, a excepción de los siguientes criterios de diseño:

$$E_{\text{mala}} < E_{\text{toque tolerable}}$$

$$E_{\text{paso}} < E_{\text{paso tolerable}}$$

Mientras que para el GPR se toma un valor de 5 000 V máximo-referenciados al código eléctrico canadiense. Este valor se establece buscando

la seguridad de las personas dentro de la subestación o en contacto con la malla perimetral.

Tabla I. **Valores recomendados de acuerdo con las normas**

Tipo de instalación eléctrica	Resistencia en ohmios [Ω]
Subestación de gran tamaño (20 000m²) y de transmisión	1 o menos
Subestaciones de plantas industriales, edificios e instalaciones comerciales grandes y subestaciones pequeñas	Rango de 1 a 5
Electrodos a tierra individuales (residenciales)	25
Torres de transmisión individuales	10

Fuente: elaboración propia.

2.5.3. Establecer conexiones equipotenciales

Toda estructura metálica conductiva expuesta que puede ser tocada por una persona, se conecta a través de conductores de conexión eléctrica. La mayoría de los equipos eléctricos se aloja en el interior de cubiertas metálicas y si un conductor energizado llega a entrar en contacto con estas, la cubierta también quedará temporalmente energizada. La conexión eléctrica es para asegurar que, si tal falla ocurriese, el potencial sobre todas las estructuras metálicas conductivas expuestas sea virtualmente el mismo. Existen pruebas de continuidad que se realizan para corroborarla, las cuales se pueden ver alteradas por la corrosión, que afecta el acoplamiento perfecto de los elementos, entre otras causas.

2.5.4. Capacidad suficiente de conducción efectiva de la corriente de falla

Es el efecto de poseer una baja impedancia. El sistema debe ser capaz de permitir que la corriente regrese a su origen de una forma controlada, es decir que se disipe y que permita la actuación de los sistemas de protección. Este camino de retorno debe ser tal que se eviten lesiones a las personas o daños en los equipos. El valor de la impedancia debe diseñarse para tal fin, tomando en cuenta el tipo de instalación y las frecuencias que maneja.

2.6. Necesidad de las mediciones

La normativa IEEE Std. 142, 2007 afirma que antes de que una instalación eléctrica entre a servicio, generalmente se hace una medición de la resistencia de puesta a tierra y si se trata de subestaciones, se hacen las mediciones de los potenciales superficiales para corroborar que cumplen con los valores de diseño, puesto que los modelos de cálculo no consideran los factores que inciden directamente en la resistencia del sistema, como la humedad y temperatura del terreno. Esta medición es la única manera de saber su valor real.

IEEE Std 81, 2012 indica que ya en servicio, es necesario hacer pruebas periódicas para corroborar que el sistema de puesta a tierra sigue en condiciones óptimas de trabajo, y prestando seguridad a las personas y equipos que interactúan con este. Después de la instalación de una subestación u otra estructura de puesta a tierra, el asentamiento de la tierra con los cambios climáticos cíclicos anuales tiende a reducir la impedancia de tierra durante el primer año o dos. Para grandes sistemas de puesta a tierra la norma ha determinado que hasta en un periodo de 18 años se presenta poca variación en el valor medido inicialmente de la resistencia.

IEEE Std 142, 2007 anticipa que puede ocurrir también, que la resistencia esté aumentando con el tiempo, para ello son necesarias acciones que tengan la finalidad de devolverle al sistema el valor óptimo para el que fue diseñado.

Estas acciones pueden ser, dependiendo de la gravedad de la situación: añadir electrodos a la instalación, sustitución de conexiones que presenten corrosión, aumentar el contenido de humedad o el tratamiento químico del suelo.

Los valores de resistencia bajos son requeridos para mantener a un nivel seguro los potenciales que se puedan dar en caso de falla en instalaciones eléctricas. Generalmente el valor de la impedancia del sistema es medido solo en términos de la resistencia debido a que la reactancia se considera despreciable respecto de esta. La reactancia aumenta con el tamaño del sistema o por conexiones a neutros aterrizados o a los sistemas de blindajes de cables. La determinación de la componente reactiva del sistema es necesaria cuando los análisis son para corrientes transitorias o de impulso, por ejemplo, las descargas atmosféricas.

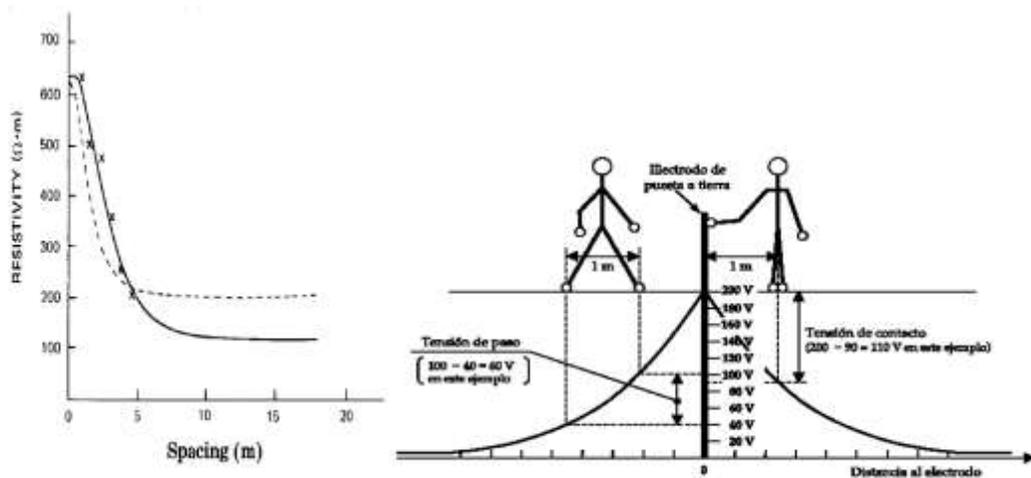
2.6.1. Potencial de superficies

Al ocurrir una falla en una subestación las estructuras metálicas pueden quedar energizadas a una diferencia de potencial peligrosa en caso de no estar aterrizadas correctamente. Aun estando aterrizada, por Ley de Ohm, dada una corriente circulando a través de una resistencia provoca una caída de voltaje en sus extremos, teniendo así el concepto de GPR. A partir de este efecto y de la resistencia de tierra circundante en el sistema (IEEE Std 80, 2000) se tienen dos potenciales importantes a la hora de evaluar la seguridad en una subestación (OSHA1910.269), el potencial de toque y potencial de paso.

La curva de distribución del gradiente de potencial ilustrada en la figura 5 muestra como a medida que la distancia se aleja del electrodo de tierra el potencial medido entre un punto, a una distancia cualquiera en el eje X y un punto remoto que se asume a un potencial de 0V, disminuye rápidamente de forma exponencial. Además, tanto el potencial de toque como el de paso dependen directamente de esta curva y del valor de GPR.

Las normas OSHA (*Occupational Safety and Health Administration*) exigen la determinación de los valores de potenciales para establecer el nivel de aislamiento requerido y, de ser necesario, la instalación de zonas equipotenciales, como una malla metálica conectada a una estructura aterrizada. Por lo general en las subestaciones se utiliza grava (piedrín) para crear una capa superficial con alta resistividad que reduzca significativamente estos potenciales.

Figura 5. **Distribución gradiente de voltaje y potenciales de toque y paso**



Fuente: IEEE STD 81-2012. *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. p 15.

2.7. Objetivo de las mediciones

Los objetivos principales están descritos en la norma y pueden ir enfocados tanto al diseño como al mantenimiento de los sistemas de tierra. Para los fines de este trabajo no se tiene planeado explorar cada uno de ellos sino solo serán vistos los que más se acoplen a los objetivos y alcance del estudio.

2.7.1. Medición de resistividad a tierra

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad y grueso de la roca en estudios geofísicos, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, sistema electrónico, planta generadora o transmisora de radiofrecuencia. Asimismo, puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas. En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión.

Es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno no es requisito para hacer una malla de puesta a tierra. Aunque para diseñar un sistema de tierras de gran tamaño, es aconsejable encontrar el área de más baja resistividad para lograr la instalación más económica. El perfil de la resistividad del suelo determinará el valor de la resistencia a tierra y la profundidad del sistema de puesta a tierra.

Los aparatos de mayor uso, de acuerdo con su principio de operación, pueden ser de dos tipos: del tipo de compensación de equilibrio en cero y el de lectura directa. Los medidores de resistividad de tierra deben inyectar una corriente de frecuencia que no sea de 60 Hz para evitar se midan voltajes y

corrientes que no se deban al aparato sino a ruidos eléctricos. Por ejemplo, si estamos cerca de una subestación o de una línea en servicio, y vamos a realizar mediciones de resistividad y resistencia de tierra, con un aparato de 60 Hz, dichos sistemas van a inducir corrientes por el suelo debido a los campos electromagnéticos de 60 Hz y darán una lectura errónea.

De igual manera sucede cuando los electrodos de prueba están mal conectados o tienen falsos contactos, darán señales falsas de corriente y voltaje. Si hay corrientes distintas a las que envió el aparato, este leerá otras señales de voltaje y corriente que no son las adecuadas.

Un aparato inteligente (como el utilizado en este estudio), lleva conductores blindados, coaxiales, tiene sistemas de filtraje, de análisis y mide lo que halla, pero esa información la analiza, la filtra y luego la deduce. Por ejemplo, para hacer una medición manda una señal de 100 Hz y mide; luego manda otra señal de 150 Hz y vuelve a medir y puede seguir enviando otras altas frecuencias hasta que los valores van siendo similares, forma una estadística y obtiene un promedio.

2.7.2. Medición de la resistencia de puesta a tierra

La medición de puesta a tierra tiene como objetivo lo siguiente:

- Determinar la resistencia actual de un sistema de puesta a tierra.
- Determinar la necesidad de una conexión a tierra de protección contra rayos.
- Obtener los datos necesarios para el diseño de la protección de edificios, equipos y personal que esté involucrado en lugar en donde está el sistema de puesta a tierra.

Al igual que para la medición de la resistividad del terreno si el aparato a utilizar no cuenta con las características ya descritas en el apartado 2.7.1, este puede dar una medición errónea y provocar así una mala toma de datos lo que puede llevar a planificar un mal mantenimiento a la red de tierras de los equipos y estructuras estudiadas.

2.8. Resistividad del suelo

Se puede definir la resistividad del suelo ρ como la resistencia eléctrica entre las caras opuestas de un cubo de dimensiones unitarias llenado con este suelo. La resistividad del suelo es la propiedad que tiene este, para conducir electricidad, es conocida además como la resistencia específica del terreno. En su medición, se promedian los efectos de las diferentes capas que componen el terreno estudiado, ya que estos no suelen ser uniformes en cuanto a su composición, obteniéndose lo que se denomina "resistividad aparente".

Su unidad de medida es el ohmio-metro [$\Omega \cdot m$] que corresponde a la intensidad de un amperio que permite pasar un conductor de sección de un metro cuadrado y longitud de un metro, cuando se le aplica en sus caras opuestas una diferencia de potencial de un voltio. La resistividad se obtiene con el uso de métodos de prospección del suelo mediante la inyección de corriente continua.

El suelo es de naturaleza heterogénea; varía por su composición y según las condiciones del medio. Aunque se pueden clasificar de diversas formas los suelos, por ejemplo, en arcilloso, arenoso y rocoso, no se puede atribuir una resistividad específica a un tipo de suelo, y si se realizan mediciones se pueden encontrar diversos valores de resistividad.

Entre los factores que influyen en la resistividad del suelo se pueden mencionar:

- Tipo de suelo
- Mezcla de diversos tipos de suelo
- Suelos con capas estratificados a profundidades y materiales diferentes
- Contenido de humedad
- Temperatura
- Compactación y presión
- Composición y concentración de sales disueltas

En la tabla II se pueden ver los valores de resistividad del terreno de acuerdo con sus características físicas y la figura 6 donde muestra gráficamente los factores que alteran el valor de la resistividad.

Tabla II. **Valor de resistividad del suelo de acuerdo con su tipo**

Tipo de terreno	Valor medido en $\Omega\cdot m$
terrenos vegetales húmedos	10 a 50
arcillas, gredas, limos	20 a 60
arenas arcillosas	80 a 120
fangos, turbas	150 a 300
arenas	250 a 500
suelos pedregosos	300 a 400
rocas	1 000 a 10 000
concreto húmedo	100 a 240
concreto seco	10 000 a 50 000

Fuente: IGLESIAS, Manuel; ACUÑA, Javier. *Medida de resistividad del terreno*. p. 6.

En la tabla III figura una cantidad mayor de tipos de terrenos y los valores promedio de sus respectivas resistividades.

Tabla III. **Valor de resistividad del suelo de acuerdo con tu tipo II**

Tipo de terreno	Margen de valor medido en $\Omega\cdot m$	Valor medio en $\Omega\cdot m$
Terreno pantanoso	2-50	30
Barro mezclado con paja	2-200	40
Terrenos fangosos y arcillosos, humus	20-260	100
Arena y terreno arenoso	50-3000	200 (húmedo)
Turbar	>1 200	200
Grava (húmeda)	50-3 000	1 000 (húmedo)
Terreno pedregoso y rocoso	10-8 000	2 000
Hormigón: 1 parte de cemento + 3 partes de arena	50-300	150
Hormigón: 1 parte de cemento + 5 partes de grava	100-8 000	400

Fuente: Constructor Eléctrico. *Resistividad del suelo*.

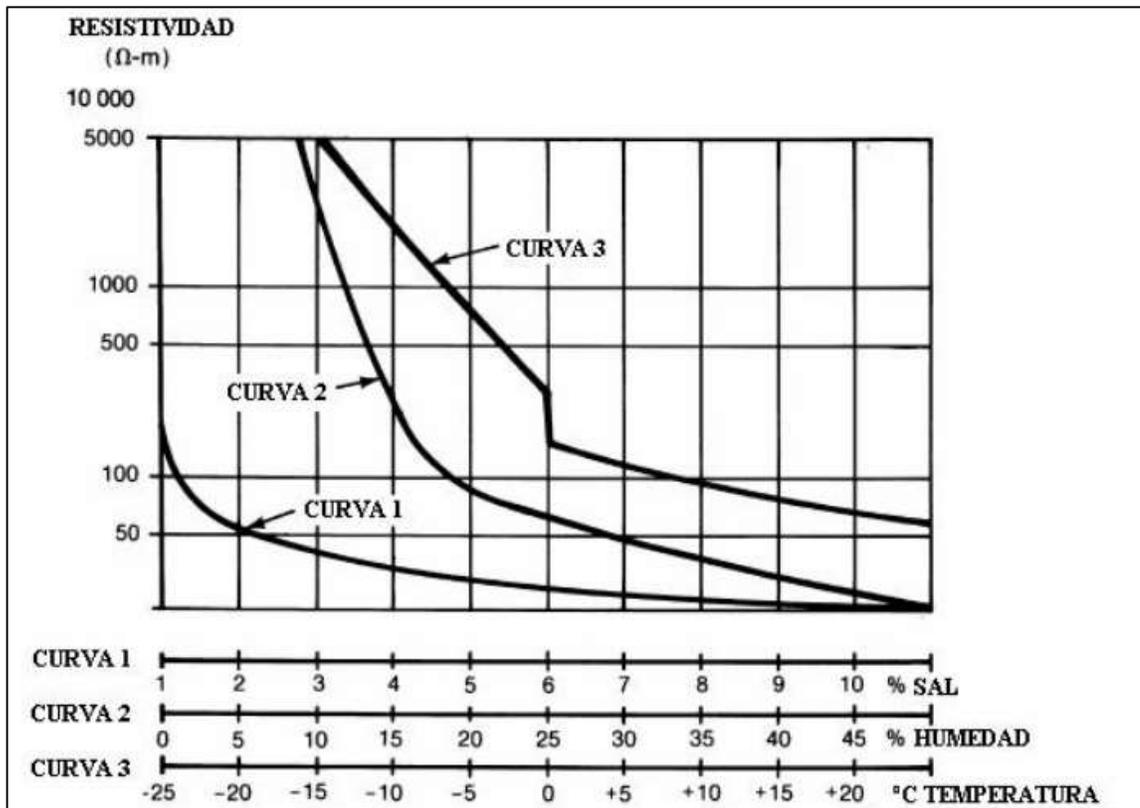
<https://constructorelectrico.com/sistemas-de-puesta-a-tierra-fundamentos-de-calculo-y-disenio/>.

Fecha de consulta 17 de diciembre de 2018.

La conductividad del suelo es esencialmente electrolítica. Por esta razón la resistividad de la mayoría de los suelos aumenta abruptamente cuando el contenido de humedad es menor al 15 %. El contenido de humedad, adicionalmente, depende del tamaño del grano y compactación. Por otra parte,

la resistividad varía con la frecuencia, aspecto que adquiere gran relevancia en presencia de fenómenos eléctricos muy rápidos como los rayos.

Figura 6. Factores que hacen variar la resistividad



Fuente: Grupo EPM. Normas técnicas medida de resistencia de puesta a tierra ra6-015. p. 4.

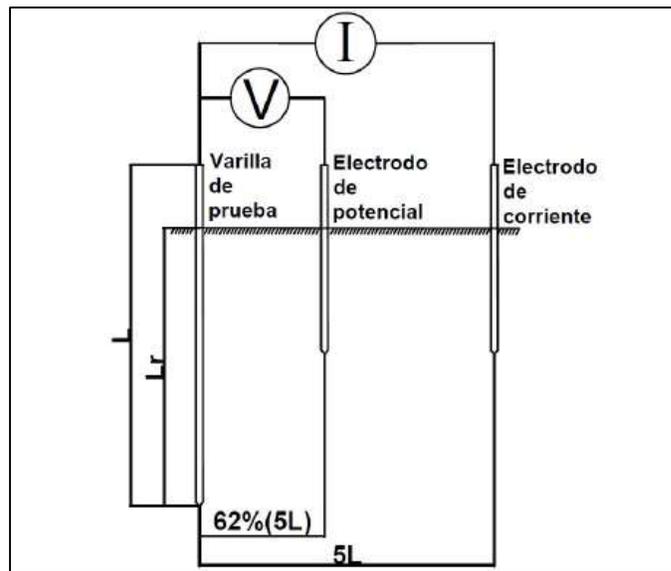
2.8.1. Métodos de medición de resistividad del terreno

La resistividad del suelo puede ser calculada a través de fórmulas que dependen del método y arreglo que se utilice. A continuación, se desarrollan los métodos para obtener los datos de las mediciones que se tienen en estudio.

2.8.1.1. Método de tres puntos o método de variación de profundidad

Este método consiste en realizar la medición de resistencia de puesta a tierra de un electrodo tipo varilla y calcular la resistividad del suelo basado en la ecuación de resistencia a tierra de un electrodo vertical en un suelo homogéneo y los datos geométricos de la varilla. En la figura 7 se muestra de manera gráfica la conexión de este método.

Figura 7. **Método de tres puntos o método de variación de profundidad**



Fuente: elaboración propia, empleando Adobe Illustrator.

La ecuación que representa este modelo es la siguiente:

$$\rho = \frac{2\pi L_r R}{L_n \left(\frac{8L_r}{d} \right)^{-1}} \quad (\text{ec.6})$$

De la figura 7 y la ecuación 6 sabemos que:

L_r = longitud enterrada del electrodo

R = se obtiene por ley de Ohm

d = diámetro de la varilla

La norma IEEE Std 81, 2012 dice que la profundidad a la cual se calcula la resistividad es la misma que la profundidad de enterramiento del electrodo. Este método da un buen estimado de comportamiento del suelo en el entorno de colocación del electrodo, de cinco a diez veces su longitud.

2.8.1.2. Método de cuatro puntos

El método de cuatro puntos es el más utilizado para la medición de la resistividad aparente del suelo en superficies grandes de tierra. En este método se instalan cuatro puntas de pruebas, también llamados electrodos, todos con la misma profundidad y con un espaciamiento el cual depende del arreglo que se utilice.

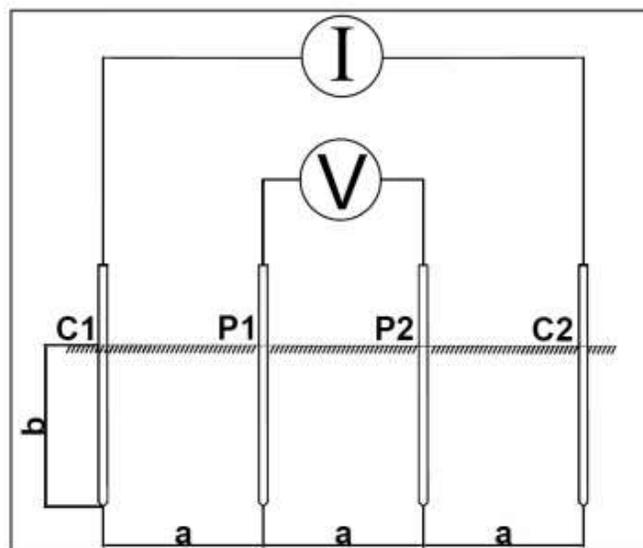
Para conocer la resistividad más profunda se aumenta la separación entre los electrodos. El método consiste en inyectar una corriente controlada en los electrodos externos llamados electrodos de corriente, y a partir de esta y con la resistencia que presenta la tierra, se genera una diferencia de potencial entre los dos electrodos internos llamados electrodos de potencial con estos dos parámetros medidos se calcula la resistividad aparente mediante una fórmula que depende del factor geométrico del arreglo. El método de cuatro puntos se puede utilizar con diferentes arreglos que se exponen a continuación.

2.8.1.3. Arreglo de Wenner

Su principal característica es:

- Los electrodos de tierra están separados por la misma distancia

Figura 8. Arreglo de Wenner



Fuente: elaboración propia, empleando Adobe Illustrator.

De la figura 8 se obtiene:

C1 = electrodo de corriente uno

C2 = electrodo de corriente dos

P1 = electrodo de potencial 1

P2 = electrodo de potencial 2

b = profundidad. Esta no debe ser mayor de $0,1a$

A partir de tener la resistencia se puede calcular la resistividad aparente del suelo ($\Omega \cdot m$) para una profundidad “a” igual a la separación entre los electrodos. La ecuación 7 establece la expresión matemática para este arreglo.

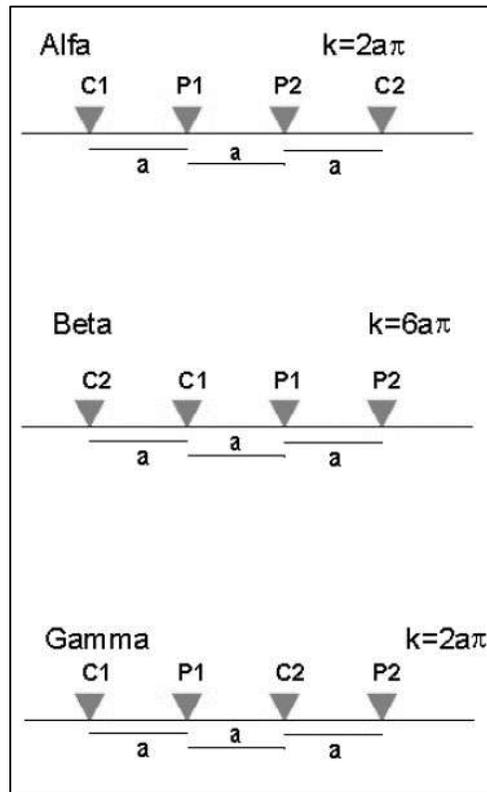
$$\rho = 2\pi aR \quad [\Omega \cdot m] \quad (\text{ec.7})$$

La norma ASTM D3633-98, 1998 dice que este arreglo también puede ser utilizado en sitios con suelos cubiertos de pavimento, concreto o cemento, al aplicarlo en este tipo de suelos se utilizan placas de cobre como electrodos auxiliares las cuales deben ser de 30x30 cm con espesor de 3,8 cm. Se debe verter agua sobre las placas y remojar el sitio donde serán ubicadas cada una de ellas con el cuidado de que las áreas humedecidas no se interconecten entre sí.

Es necesario esperar un tiempo prudencial, que depende del espesor y permeabilidad de la capa que cubre el suelo (30 minutos son normalmente suficientes), para que la resistencia de contacto entre la placa y el suelo disminuya y se estabilice.

A este arreglo se le pueden realizar diferentes combinaciones variando el valor de “a” de la profundidad. Esto pueden observarse en la figura 9.

Figura 9. **Combinaciones método de Wenner**



Fuente: DELGADO SOLORZANO, Cecilia. *Arreglo en l y en esquina para tomografía eléctrica en 3D en ciudad.* p 12.

2.8.1.4. Arreglo Schlumberger

Este tipo de arreglo, al contrario del arreglo de Wenner, se diferencia en que el espaciamiento no es igual para los cuatro electrodos, debido a que los electrodos de corriente están separados de los electrodos de potencial por una distancia diferente. Ver figura 10.

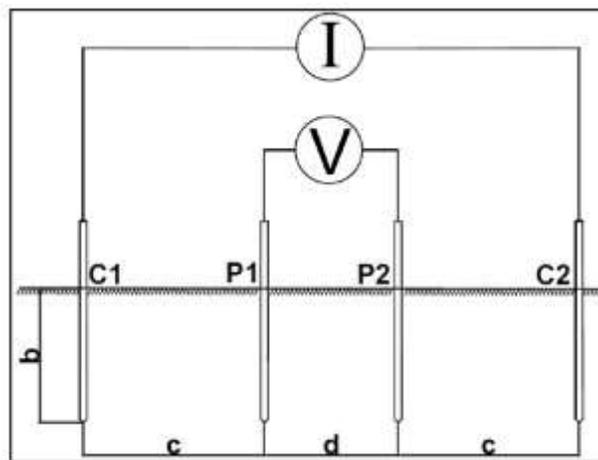
El arreglo de Schlumberger también requiere ampliar el espaciamiento de los electrodos de corriente para obtener una prospección a profundidad mayor.

Al igual que en el arreglo Wenner, primero se calcula la resistencia del suelo a partir de la corriente y el potencial medido utilizando la ley de Ohm.

$$\rho = \frac{(\pi c)(c+d)R}{d} \quad [\Omega \cdot \text{m}] \quad (\text{ec. 8})$$

De acuerdo con la Norma IEEE Std. 81 2012 para utilizar la ecuación 8 la profundidad b debe ser pequeña en comparación a la separación d y c , además que $c > 2d$.

Figura 10. **Arreglo de Schlumberger**



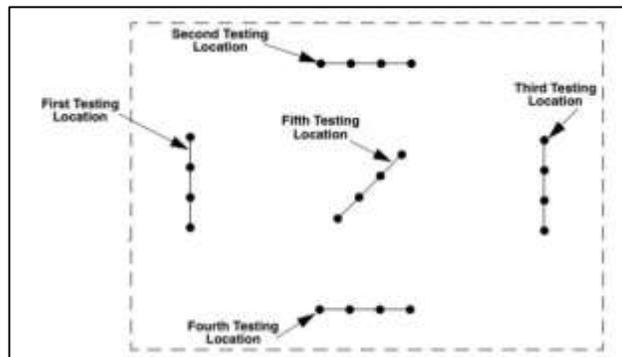
Fuente: elaboración propia, empleando Adobe Illustrator.

2.8.2. Sitios recomendados para hacer las mediciones de resistividad del terreno (MOTOROLA ST R56)

Debido a las corrientes parásitas, tuberías de agua, cables enterrados o algún otro factor inusual, se pueden obtener mediciones erróneas, por esto se deben realizar en al menos tres direcciones diferentes. En la figura 11 se

muestran los sitios en donde es recomendado realizar mediciones en un determinado terreno.

Figura 11. **Mediciones de acuerdo con norma MOTOROLA ST R56**



Fuente: Motorola Company. *Motorola st r56 standards and guidelines for communication sites*. p B9.

2.9. Resistencia de puesta a tierra

La resistencia de puesta a tierra puede definirse como un grupo de elementos conductores equipotenciales, en contacto eléctrico con el suelo o una masa metálica de referencia común, que distribuyen las corrientes eléctricas de falla en el suelo o en la masa. Comprende: electrodos, conexiones y cables enterrados. También se le conoce como toma de tierra o conexión a tierra.

El Instituto Argentino de Racionalización de Materiales (IRAM) en su normativa IRAM 2281-4, 1989, define que la resistencia de un sistema de puesta a tierra está conformada por tres componentes expresados en la ecuación 9:

$$R_T = R_S + R_A + R_E[\Omega] \quad (\text{ec.9})$$

Donde:

R_T = resistencia total del sistema de puesta a tierra

R_S = resistencia específica del suelo o resistividad del suelo

R_A = resistencia de dispersión de un electrodo de puesta a tierra

R_E = resistencia del electrodo

La resistencia de dispersión puede ser una porción significativa de la resistencia total, esta depende fundamentalmente de la resistividad del suelo y de la longitud del electrodo de tierra o del cable enterrado que compone la malla y puede ser calculada mediante la ecuación 10, en donde D es el diámetro de un círculo que tiene la misma área de la malla de tierra. Esta resistencia es pequeña en suelos húmedos y alta en terrenos secos. La resistencia del electrodo tiene un valor muy bajo en comparación con las otras componentes.

$$\left[\frac{\rho}{2D} \right] \quad (\text{ec.10})$$

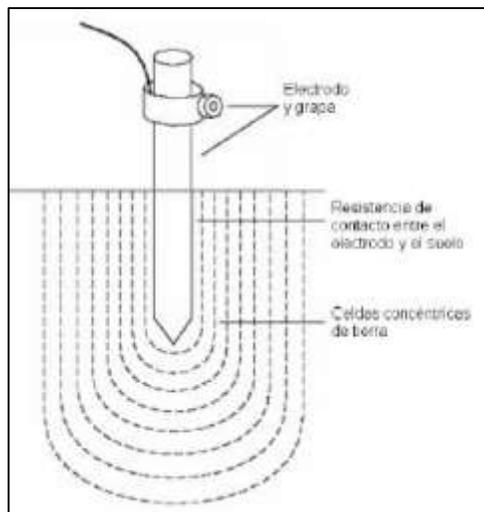
2.9.1. Componentes de la resistencia de puesta a tierra

La resistencia ofrecida al paso de la corriente eléctrica a través de un electrodo hacia el suelo tiene tres componentes principales. Ver figura 12.

- Resistencia del electrodo (metal): la cual es despreciable en comparación a la resistencia de la tierra circundante.
- Resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo: se puede despreciar si está exento de cualquier cubierta aislante como tintas, pinturas, grasa, y otras y si la tierra está bien compactada en la zona de contacto de sus paredes

- Resistencia de la tierra circundante: es la componente que determina el valor de la resistencia de una puesta a tierra y depende básicamente de la resistividad del suelo y de la distribución de la corriente proveniente del electrodo.

Figura 12. **Elementos que constituyen una puesta a tierra**



Fuente: Grupo EPM. *Normas técnicas medida de resistencia de puesta a tierra ra6-015.*
p 17.

2.9.2. Medición de resistencia de puesta a tierra

A continuación, se listan los métodos más utilizados para llevar a cabo las mediciones de resistencia de puesta a tierra.

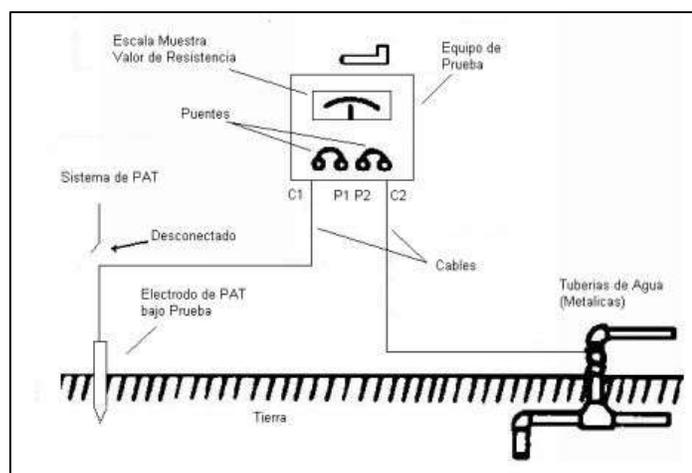
2.9.2.1. Método de dos puntos

Este método la resistencia del sistema de puesta a tierra es medida en serie con el electrodo auxiliar, la resistencia de este último es despreciable en

comparación con la del sistema. Usualmente este método se utiliza para realizar mediciones en casas, en donde se puede emplear como electrodo auxiliar las tuberías metálicas que estén instaladas en la residencia, las cuales presentan una resistencia de alrededor de 1Ω y la resistencia de un sistema de puesta a tierra de una casa se estima en un valor de ser 25Ω .

Este método se presta a muchos errores, como, por ejemplo; si la tubería que funciona como electrodo auxiliar se acerca demasiado al sistema de puesta a tierra en estudio o si la resistencia del sistema está en el rango de la resistencia del electrodo auxiliar.

Figura 13. **Método de dos puntos**



Fuente: AGULLERIO, Ignacio. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zona urbanas* (extracto). p. 12.

2.9.2.2. **Método de tres puntos**

En este método se utilizan dos electrodos auxiliares con resistencias R_y y R_z . Estos dos electrodos se colocan de tal forma que formen un triángulo con el

electrodo en estudio. Se miden las resistencias entre cada electrodo y los otros dos y se determina la resistencia del electrodo en estudio R_x , mediante la ecuación 10.

$$R_x = \frac{R_1 + R_2 - R_3}{2} \quad (\text{ec.10})$$

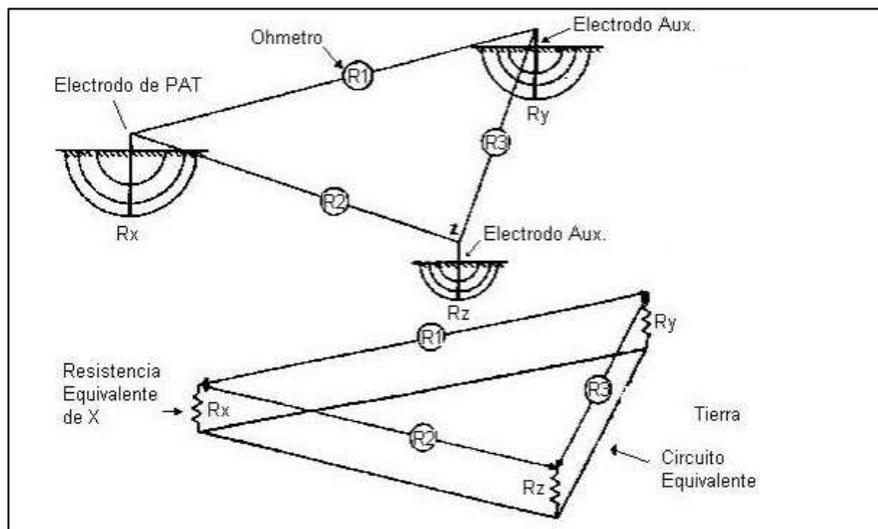
Las expresiones para R_1 , R_2 y R_3 se muestran en las ecuaciones 11, 12 y 13. Estas ecuaciones cobran sentido al observar la figura 14.

$$R_1 = R_x + R_y + 0 \quad (\text{ec.11})$$

$$R_2 = R_x + 0 + R_z \quad (\text{ec.12})$$

$$R_3 = 0 + R_y + R_z \quad (\text{ec.13})$$

Figura 14. Método de tres puntos



Fuente: AGULLERIO, Ignacio. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zona urbanas (extracto)*. p. 14.

Se recomienda que la distancia entre electrodos sea de 8 metros o más para un electrodo simple para evitar superposición de gradientes de potencial. Este método es complicado de aplicar en sistemas de puesta a tierra grandes, se prefiere utilizar otros métodos sobre todo si se desea más precisión.

2.9.2.3. Método de caída de potencial

El método consiste en inyectar corriente a través de un electrodo de prueba llamado de corriente y medir el incremento de potencial utilizando otro electrodo auxiliar llamado de potencial. Conocido el valor de la tensión y el valor de corriente se podrá obtener mediante la Ley de Ohm el valor de resistencia. Los tres electrodos se mantienen en una línea recta y se va corriendo el electrodo de potencial hacia el electrodo de corriente para hacer sucesivas mediciones de resistencia.

La norma IEEE Std 81, 2012 refiere que la distancia D , debe ser 5 veces la longitud más larga del sistema de puesta a tierra en estudio, el electrodo de potencial debe estar a una longitud que sea el 62 % de la longitud entre el electrodo o sistema de puesta a tierra en estudio. Esta distancia se basa en la posición teóricamente correcta para medir la exacta impedancia de los electrodos para un suelo con resistividad uniforme.

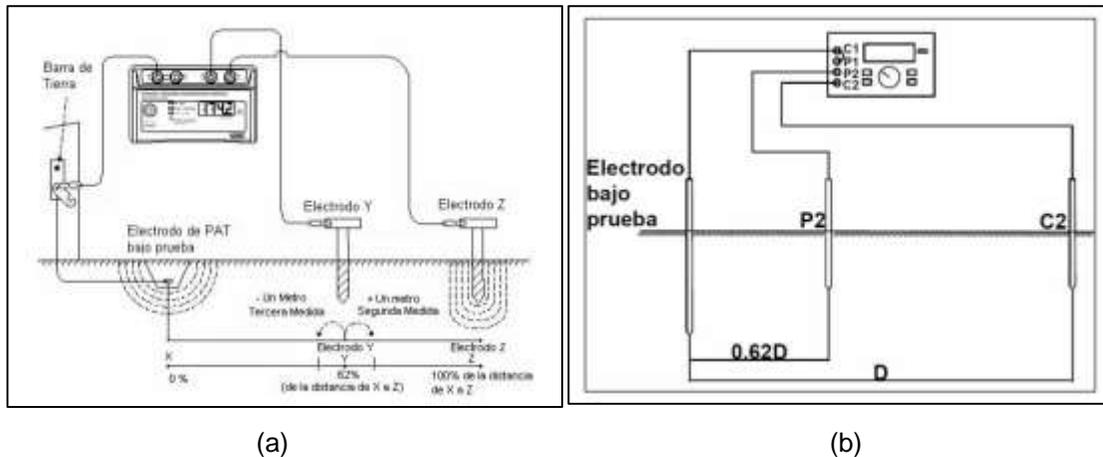
Este método, al igual que el arreglo Wenner del método de cuatro puntos para la medición de resistividad del suelo, también se puede utilizar en suelos con cubiertas de pavimento, concreto o cemento.

La medición de la resistencia de puesta a tierra por el método de caída de potencial genera gradientes de potencial en el terreno producto de la corriente inyectada a través del electrodo de corriente. Por esto se debe tener cuidado

con las distancias entre los tres electrodos debido a que si no se deja la distancia recomendada puede ocurrir una superposición de los gradientes generados por los electrodos. Esto dará como resultado una curva en la cual la resistencia aumenta a medida que aumenta la distancia y no se obtendrá un valor constante el cual se pueda tomar como valor medido. Ver figura 15.

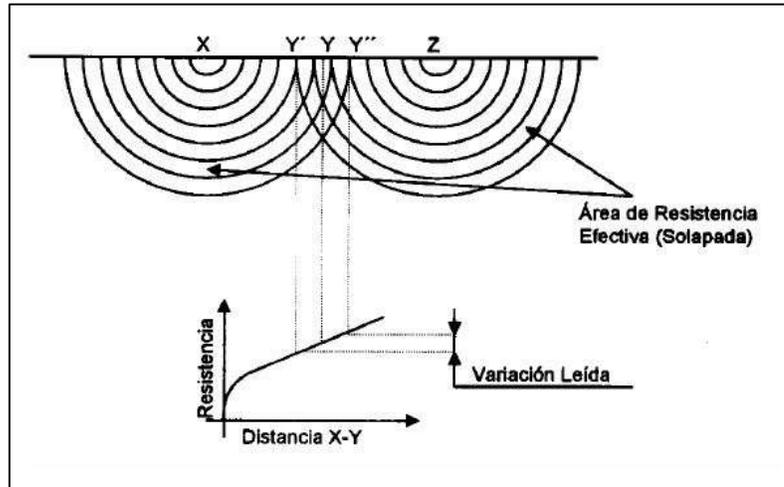
En cambio, si se utilizan las distancias recomendadas los gradientes de potencial de los electrodos no hay superposición entre sí y la curva de resistencia frente a la distancia entre el electrodo en estudio y el electrodo de potencial dará como resultado una porción que se mantiene constante, la cual se toma como el valor medido de la resistencia de puesta a tierra. Las figuras 16 y 17 ilustran la superposición de los gradientes mostrando como la distancia puede afectar la medición.

Figura 15. **Método de caída de potencial**



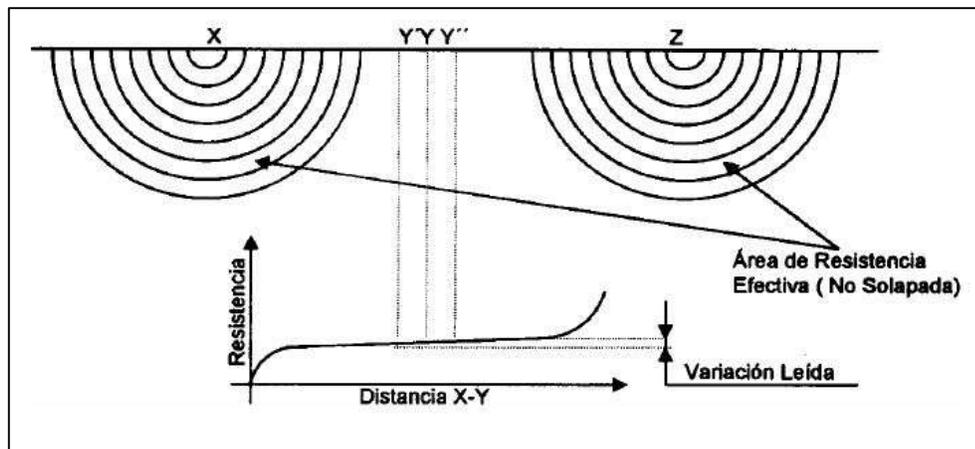
Fuente: (a) AGULLERIO, Ignacio. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zona urbanas* (extracto). p. 15 y (b) elaboración propia, con programa Adobe Illustrator.

Figura 16. **Superposición de los gradientes**



Fuente: AGULLERIO, Ignacio. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zona urbanas (extracto)*. p. 17.

Figura 17. **Curva característica sin superposición de los gradientes**



Fuente: AGULLERIO, Ignacio. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zona urbanas (extracto)*. p. 18.

2.9.2.4. Método de *Clamp-on*

Este método utiliza una tenaza, conocida también como *clamp*. Para la medición de la resistencia de puesta a tierra, la *clamp* induce un voltaje con una frecuencia definida. Por lo general está en el rango de 1 kHz a 3,4 kHz, al sistema de puesta a tierra que contiene el electrodo en estudio. El voltaje inducido produce una corriente que fluye hasta el sistema de puesta a tierra, la cual es medida por la misma *clamp*. La resistencia es obtenida mediante la ley de ohm y mostrada por el dispositivo de medición.

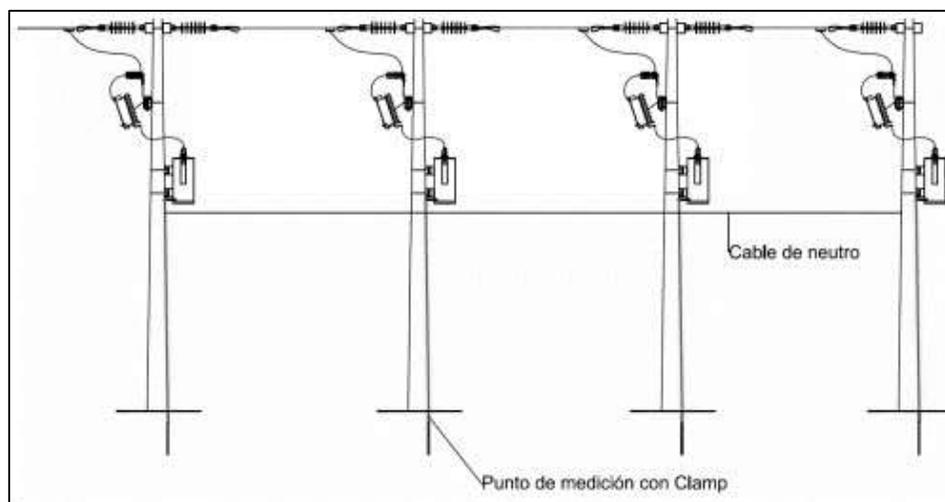
Para llevarse a cabo la medición de resistencia en los demás métodos discutidos anteriormente, se necesita la utilización de dos electrodos auxiliares e, idealmente, desconectar el sistema de puesta a tierra para eliminar el error introducido por algún otro sistema o electrodo de tierra en paralelo. Lo cual en este método no es necesario, ya que se basa en la interconexión existente entre el sistema de tierra bajo medición y otros sistemas cercanos para obtener un circuito conformado por las impedancias de estos, cerrado en la parte superior por el conductor neutro aterrizado en diferentes puntos y en la parte inferior por el suelo. La figura 18 muestra el punto de medición para este método.

La norma IEEE Std 81, 2012 dice que el principal requisito para obtener un resultado con algo grado de exactitud, es necesario que se cumpla la condición de que el sistema que está bajo el régimen de pruebas tenga una impedancia significativamente mayor al equivalente en paralelo. Una condición extra es que el sistema debe tener una baja reactancia en comparación a la resistencia para obtener resultados que puedan considerarse correctos, esto debido a que la reactancia aumenta significativamente en respuesta a la frecuencia de la corriente de prueba.

Es muy importante tener en cuenta que se debe colocar correctamente la pinza al momento de utilizarla, esto es para que el lazo de retorno de la corriente de prueba se cierre a través de la tierra y no sea por algún conductor que forme parte del sistema de tierra bajo estudio. En este caso se estaría midiendo la resistencia del conductor y de los puntos de unión como soldaduras, o accesorios mecánicos.

La norma IEEE Std 81, 1983 indica que de lo descrito en el párrafo anterior se deriva una medición muy útil que se aleja del propósito de la medición de impedancia de tierra. Esto implica la integridad del sistema de puesta a tierra permitiendo la identificación de malas conexiones producto de deterioro de accesorios, por la corrosión o mala conexión debido a alguna desconexión realizada con el propósito de dar mantenimiento a algún equipo, o de los electrodos que conforman el sistema.

Figura 18. **Método de *Calmp-on***

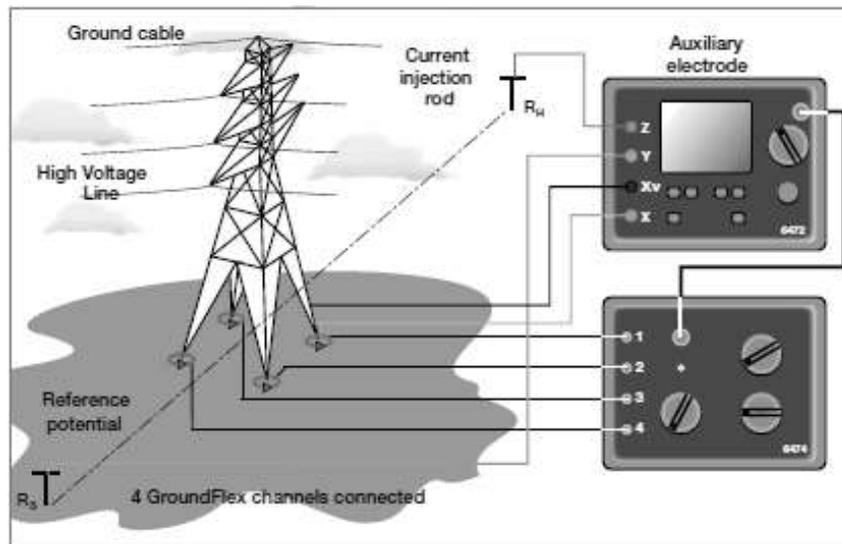


Fuente: elaboración propia, empleando Adobe Illustrator.

Combinar el método de caída de potencial y el método de la Clamp-On da como resultado un método más para medir la resistencia independiente de un sistema de puesta a tierra que está en paralelo con otro, aplicando la medición de la distribución de la corriente de prueba.

Este método es utilizado para medir la resistencia de puesta a tierra de torres de transmisión ya que con este método no es necesario desconectar el cable de guarda. Para medir la corriente de prueba se utiliza un transformador de núcleo partido en cada pata de la torre como se muestra en la figura 19. Existen equipos en los cuales se debe hacer una medición por pata y luego calcular la resistencia de puesta a tierra con el paralelo de las cuatro patas, pero también existen equipos que se colocan los cuatro transformadores de núcleo partido y se mide la resistencia simultáneamente. Ver figura 19.

Figura 19. **Medición en torres de transmisión**



Fuente: Lyncole Latam Blog. *Medición resistencia de alta tensión.*
<https://lyncolespanol.com/2010/11/28/medicion-resistencia-torres-de-alta-tension/>. Consulta 29 de octubre del 2018.

2.9.2.5. Medición de la pendiente

Este método es una variante del método de caída de potencial. Se utiliza la mayoría de las veces en sistemas de puesta a tierra grandes o también cuando la posición del centro de puesta a tierra no es conocido o este es inaccesible, puede usarse de igual forma cuando otros métodos arrojan resultados poco razonables, se podría decir para estos casos que este método es más preciso.

La forma de conexión de los electrodos y del equipo es igual que en el método de caída de potencial, con la variante que se realiza un barrido más completo con el electrodo de potencial entre el electrodo de puesta a tierra en estudio y el electrodo de corriente.

2.10. Resistencia de un electrodo de puesta a tierra

Fabricados de acero estructural de bajo carbón o acero inoxidable tipo martensítico con un diámetro desde 0,475 a 0,635 cm y longitudes desde 30 hasta 60 cm. La varilla debe tener tratamiento térmico, con el fin de que tenga suficiente rigidez para ser hincada en suelos secos o gravilla. Los electrodos deben tener un mango, palanca u otro accesorio para ser hincados, y un conector terminal para conectar el cable o alambre.

El electrodo varilla debe ser liso, los electrodos tipo roscado no son recomendados ya que dejan aire atrapado entre la varilla y el suelo, creando una alta resistencia de contacto.

La resistencia de tierra de un electrodo está compuesta de tres factores:

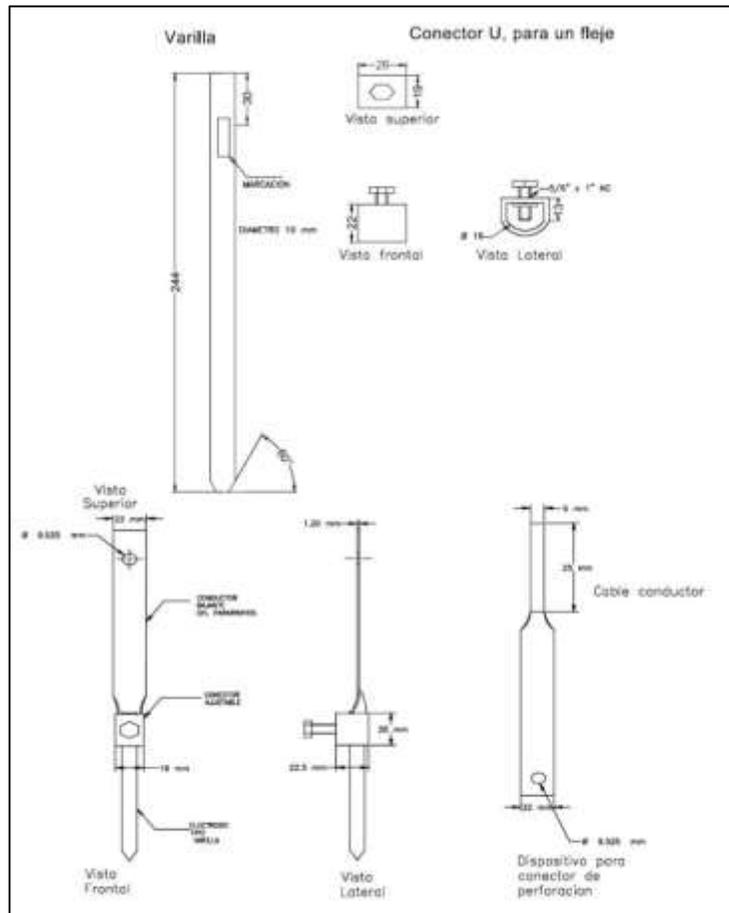
- Resistencia propia del electrodo.
- Resistencia de contacto del electrodo con la tierra.
- Resistencia del suelo, desde la superficie del electrodo hacia afuera, en el espacio por donde circula la corriente, tierra circundante, desde el electrodo hacia el infinito.

La resistencia del electrodo y su conexión es muy baja ya que los electrodos son hechos de material bastante conductivo y bajo en resistencia, como el cobre. La resistencia de contacto del electrodo con la tierra es también bastante baja si el electrodo está libre de pintura, grasa, entre otros, y el electrodo está firmemente enterrado.

En cuanto a la resistencia con la tierra circundante se tiene que esta es la que tiene mayor valor de las tres. El electrodo es rodeado por conos concéntricos de un mismo espesor. Los conos más cercanos al electrodo tienen menor área y por tanto mayor resistencia. Cada cono subsecuente posee mayor área y contribuyen con menor resistencia. Finalmente, hay un punto donde la suma de los conos más lejanos no implica un aumento apreciable en la resistencia total del electrodo de tierra.

El electrodo de tierra como el de la figura 20 estará formado por una combinación en paralelo de conductor y picas enterradas. El conductor será siempre desnudo, de cobre de 1x50 mm² de sección, composición 1x7 de 3 mm de Φ (ETU 3401 B). Las picas serán de acero con un recubrimiento de cobre de 300 micras de espesor, debiendo ser su diámetro de 18 mm y su longitud de 2 metros. Todas las conexiones o empalmes que sea necesario realizar se realizarán mediante soldadura aluminotermia.

Figura 20. Electrodo o varilla de tierra



Fuente: likinormas. Micodensa. *Electrodo*.

http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/materiales_puesta_tierra/et492_sistema_puesta_tierra_acero_inoxidable. Consulta 29 de octubre del 2018.

2.11. Potenciales superficiales

Es un concepto vinculado a la seguridad de las personas, porque estas se hallan a su mismo potencial por estar pisando el suelo. Si cualquier aparato está a ese mismo potencial no habrá diferencia entre el aparato y la persona, por lo que no habrá descarga eléctrica peligrosa.

2.11.1. Elevación de potencial de tierra

La norma IEEE Std 80 no dice que a la elevación de potencial de tierra (GPR) depende únicamente de dos parámetros, la corriente de falla, que efectivamente circula por la red de tierra I_G y la impedancia de la red de tierra representada por la letra R_G .

El GPR es el máximo potencial eléctrico que una rejilla para tierra en una subestación puede alcanzar con relación a un punto de tierra distante, asumiendo que esté al potencial de la tierra remota. Este potencial GPR es igual a la corriente máxima de rejilla I_G , multiplicada por la resistencia de rejilla R_G .

La expresión matemática para el GPR se muestra en la ecuación 15:

$$GPR = R_G * I_G \quad (\text{ec.15})$$

2.11.2. Potencial de toque

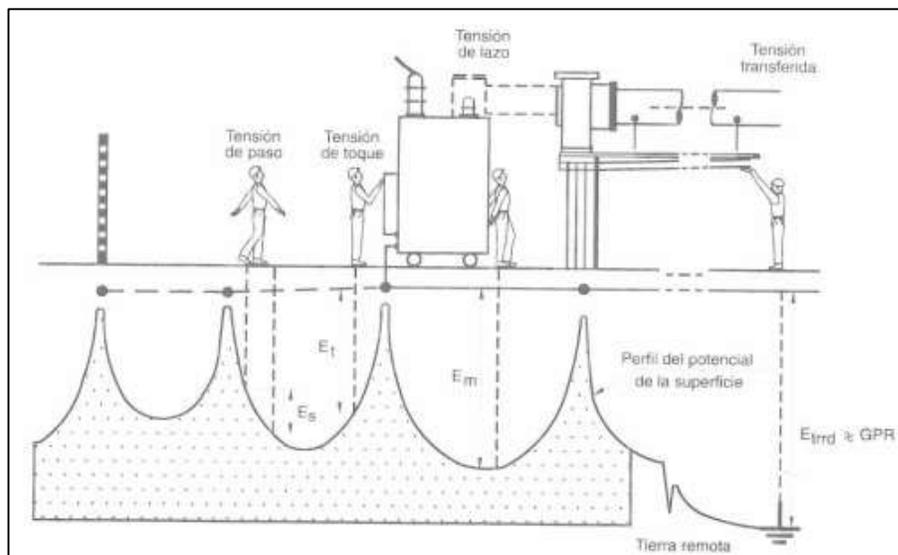
La norma IEEE Std 80, 2000 dice que el nivel de tensión que se encuentra presente en una estructura metálica depende del arreglo del sistema de la red de tierra, de la ubicación dentro del mismo y del valor del GPR.

Dada la distribución de gradiente de voltaje, una persona dentro de la subestación nunca se verá sometida al potencial total del GPR, pero sí a una fracción de este, por lo que es necesario medir o, en su defecto, estimar el potencial de toque para determinar el grado de aislamiento necesario en los equipos de protección personal y así garantizar su efectividad.

2.11.3. Potencial de paso

Para el caso del potencial de paso, el contacto del sistema de tierra con una persona es a través de las extremidades inferiores con una separación de 1 m entre sí a través de la superficie de la subestación considerando la capa de grava y la tierra que cubre el sistema de puesta a tierra. La diferencia de potencial es mayor cerca de las estructuras conectadas a tierra disminuyendo a medida se aleja de ellas.

Figura 21. Potencial de paso y de toque



Fuente: MEJILLA VILLEGAS S.A. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. p. 545.

2.11.4. Métodos de medición de potenciales superficiales

Los métodos para potenciales superficiales se pueden realizar preparando fallas controladas al sistema o a través de la inyección de corriente y medir resistencia entre dos puntos

2.11.4.1. Medición con telurómetro

El funcionamiento se basa en la medición de la impedancia entre dos puntos y estimación de los potenciales de toque y paso a partir de la corriente de falla esperada. La función principal del equipo es medir un valor de resistencia inyectando una corriente entre dos puntos y midiendo un potencial en otros dos, es posible entonces inyectar una corriente en un electrodo alejado del área de efecto de la red de tierra que circule entre él y una estructura aterrizada midiendo el voltaje inducido entre esta misma y un punto en la superficie de la subestación obteniendo así una impedancia Thevenin entre los puntos de contacto para la determinación del potencial de toque.

2.11.4.2. Falla preparada

Se prepara una falla real con el voltaje total al que trabaja la subestación y se realizan las mediciones de ambos voltajes con un voltímetro capaz de medir tensiones en el orden de los 10 kV.

2.11.4.3. Falla bajo voltaje

Es similar a la falla preparada a diferencia que la corriente de falla es de unos cientos de amperios. Su principio se fundamenta en que la resistencia de puesta a tierra es constante, por lo que las mediciones realizadas con un voltímetro, cuyo único requisito es ser de alta impedancia, pueden ser ajustadas al valor real multiplicando el valor medido V por la razón de la corriente de corto circuito real I_{sc} y la corriente de pruebas I_{test} . Ver ecuación 16.

$$E_{touch} = V * \frac{I_{sc}}{I_{test}} \quad (ec.16)$$

2.12. Valores recomendados de puesta a tierra

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas, sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse como referencia los siguientes valores máximos de RPT adoptando de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC2050, NTC 4552 se obtiene:

Tabla IV. **Valores recomendados de puesta a tierra**

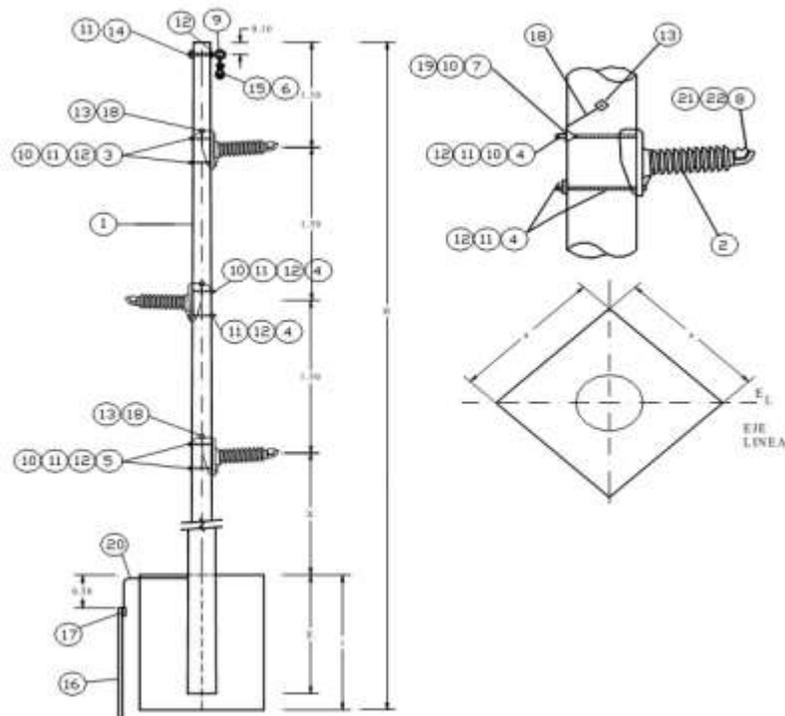
Aplicación	Valores máximos de resistencia de puesta a tierra en Ω
Estructuras de líneas de transmisión	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10
Neutro de acometidas de baja tensión	25

Fuente: Norma técnica RA6-015 Grupo EPM. *Medida de resistencia de puesta a tierra*. p. 17.

3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS PARA ESTRUCTURAS DE 69 KV Y ELECTRODOS DE TIERRA

Entre los postes y estructuras de paso simple para 69 kV está la estructura post *line* de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños 0° a 5° (aisladores opuestos).

Figura 22. Estructura post *line* de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños 0° a 5° (aisladores opuestos)



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 11.

Tabla V. **Unidades constructivas figura 22**

Indicador	Cantidad	Material
1	1 pieza	Poste de concreto M.
2	3 pieza	Aislador tipo post <i>line</i> 69 kV
3	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 16"
4	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 18"
5	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 20"
6	2 pieza	Conector de compresión cobre #2 a #2
7	3 pieza	Plancha de hierro galvanizada para aterrizaje
8	3 pieza	Grampa de soporte armada
9	1 pieza	Grillete de tensión
10	3 pieza	Terminal de cobre # 2
11	7 pieza	Contratuerca de seguridad ¾"
12	8 pieza	Arandela cuadrada curva 3" x 3" ½" x 13/16"
13	4 pieza	Perno para aterramiento ½"
14	1 pieza	Perno de ojo total rosca ¾" x 14"
15	1 pieza	Grapa de suspensión para cable guarda
16	1 pieza	Varilla aterramiento ¾" x 8'
17	1 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾"
18	1.5 metros	Cable de cobre desnudo # 2
19	3 pieza	Perno cincado de 5/6 x 6 mm con arandela.
20	19 metros	Cable de cobre con alma de acero # 2
21	3 pieza	Grapa de soporte
22	3 juegos	Malla de protección

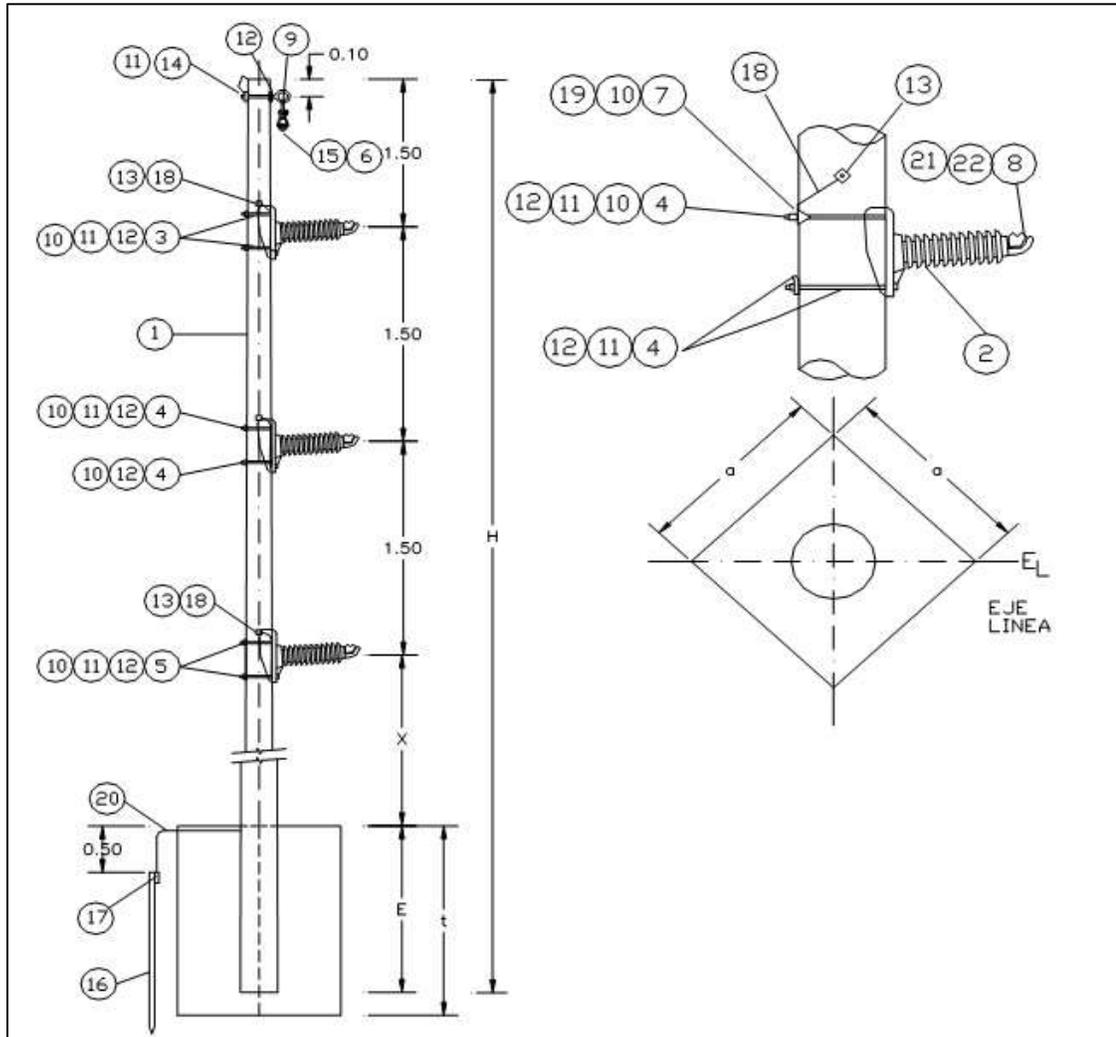
Fuente: elaboración propia.

Tabla VI. **Altura de poste H, X, E**

H [m]	E[m]	X[m]
15	1,6	8,9
16	1,7	9,8
18	1,9	11,6
21	2,2	14,3
24	2,5	17,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 23. Estructura post line de paso simple 69 kV. Ángulos pequeños 0° a 5° (aisladores mismo lado)



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 12.

Tabla VII. **Unidades constructivas figura 23**

Indicador	Cantidad	Material
1	1 pieza	Poste de concreto M.
2	3 pieza	Aislador tipo <i>post line</i> 69 kV
3	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 16"
4	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 18"
5	2 pieza	Perno tipo máquina ¾" X 20"
6	2 pieza	Conector de compresión cobre #2 a #2
7	3 pieza	Plancha de hierro galvanizada para aterrizaje.
8	3 pieza	Grampa de soporte armada
9	1 pieza	Grillete de tensión
10	3 pieza	Terminal de cobre # 2
11	7 pieza	Contratuerca de seguridad ¾"
12	8 pieza	Arandela cuadrada curva 3" x 3" ½" x 13/16"
13	4 pieza	Perno para aterramiento ½"
14	1 pieza	Perno de ojo total rosca ¾" x 14"
15	1 pieza	Grapa de suspensión para cable guarda
16	1 pieza	Varilla aterramiento ¾" x 8'
17	1 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾"
18	1.5 metros	Cable de cobre desnudo # 2
19	3 pieza	Perno cincado de 5/6 x 6 mm con arandela.
20	19 metros	Cable de cobre con alma de acero # 2
21	3 pieza	Grapa de soporte
22	3 juegos	Malla de protección

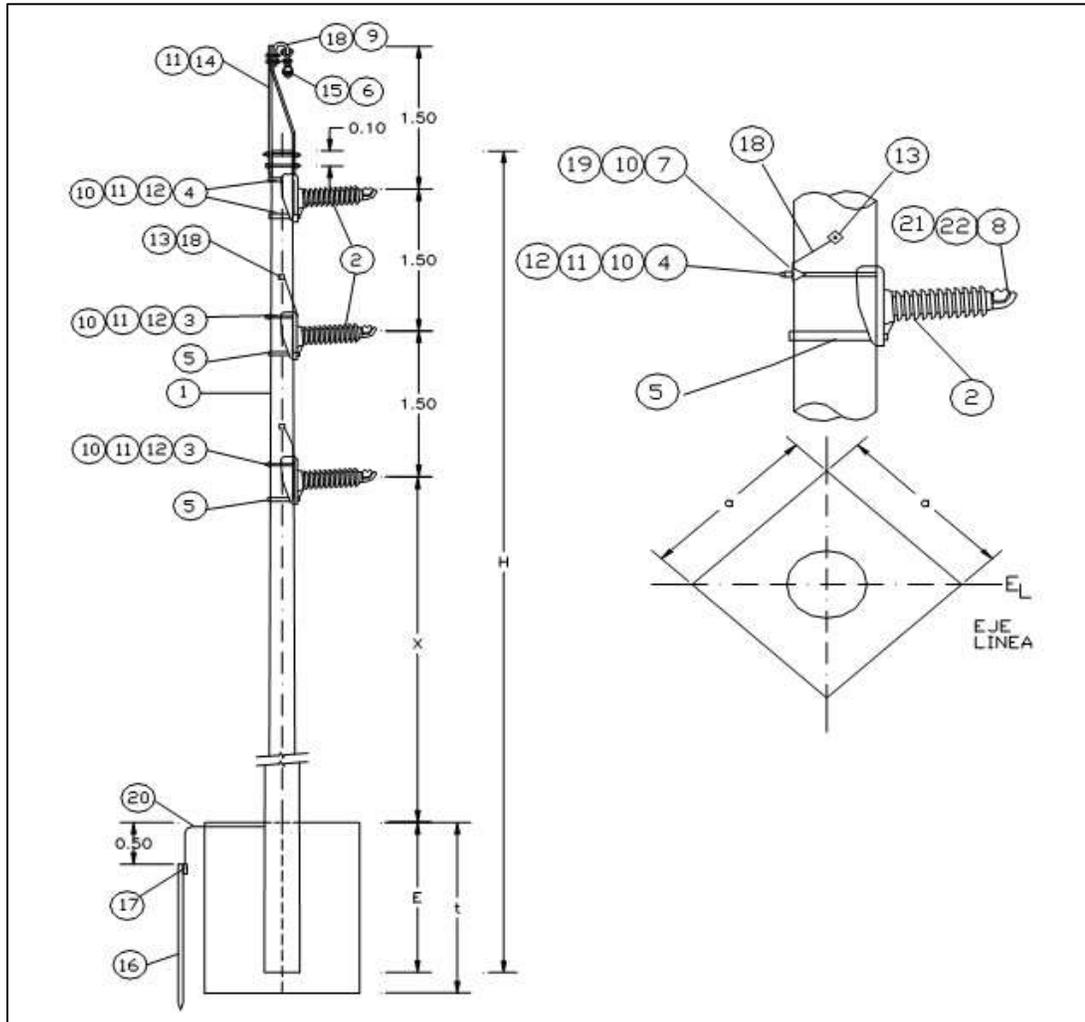
Fuente: elaboración propia.

Tabla VIII. **Altura de poste H, X, E**

H [m]	E[m]	X[m]
15	1,6	8,9
16	1,7	9,8
18	1,9	11,6
21	2,2	14,3
24	2,5	17,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 24. Estructura post *line* doble terna de paso simple 69 kV.
 Ángulos pequeños de 0° a 5°



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 13.

Tabla IX. **Unidades constructivas figura 24**

Indicador	Cantidad	Material
1	1 pieza	Poste de concreto M.
2	6 pieza	Aislador tipo <i>post line</i> 69 kV
3	2 pieza	Perno tipo máquina $\frac{3}{4}$ " X 16"
4	2 pieza	Perno tipo máquina $\frac{3}{4}$ " X 18"
5	2 pieza	Perno tipo máquina $\frac{3}{4}$ " X 20"
6	2 pieza	Conector de compresión cobre #2 a #2
7	3 pieza	Plancha de hierro galvanizada para aterrizamiento.
8	6 pieza	Grampa de soporte armada
9	1 pieza	Grillete de tensión
10	3 pieza	Terminal de cobre # 2
11	7 pieza	Contratuercas de seguridad $\frac{3}{4}$ "
12	2 pieza	Arandela cuadrada curva 3" x 3" $\frac{1}{2}$ " x 13/16"
13	4 pieza	Perno para aterramiento $\frac{1}{2}$ "
14	1 pieza	Perno de ojo total rosca $\frac{3}{4}$ " x 14"
15	1 pieza	Grapa de suspensión para cable guarda
16	1 pieza	Varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ " x 8'
17	1 pieza	Conector para varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ "
18	1.5 metros	Cable de cobre desnudo # 2
19	3 pieza	Perno cincado de 5/6 x 6 mm con arandela.
20	19 metros	Cable de cobre con alma de acero # 2
21	6 pieza	Grapa de soporte
22	6 juegos	Malla de protección

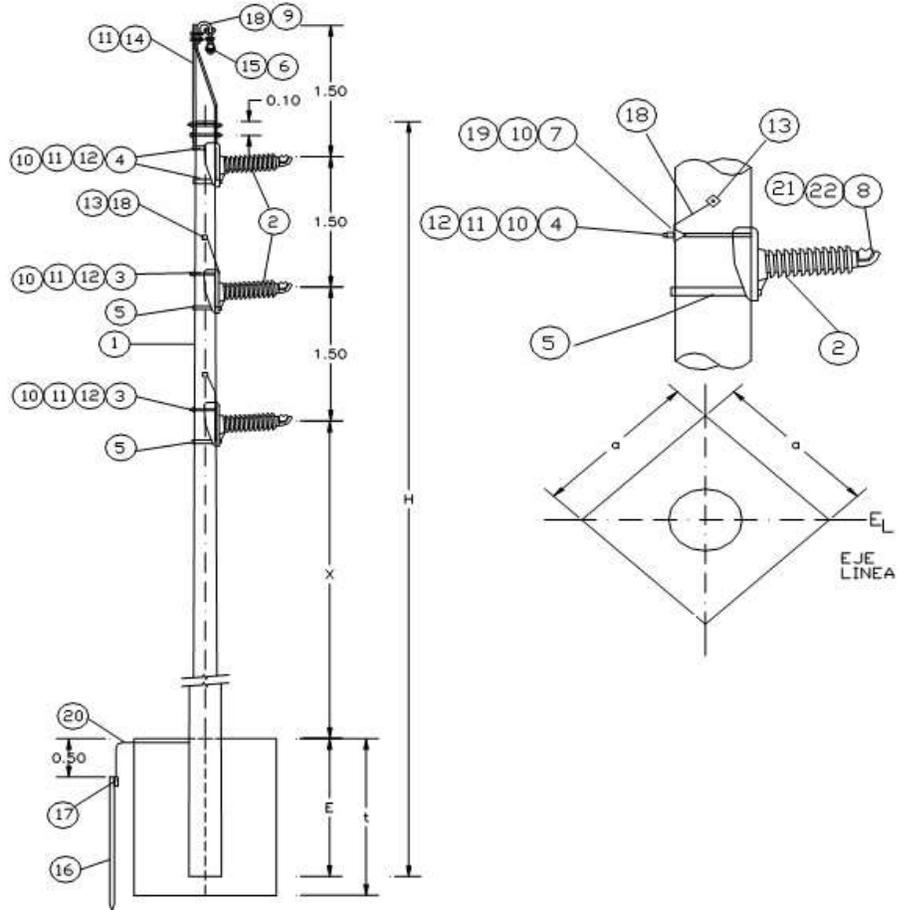
Fuente: elaboración propia.

Tabla X. **Altura de poste H, X, E.**

H [m]	E[m]	X[m]
18	1,9	11,6
21	2,2	14,3

Fuente: elaboración propia.

Figura 25. Estructura post *line* de paso simple 69 kV con bayoneta.
 Ángulos pequeños 0° a 5°



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 14.

Tabla XI. **Unidades constructivas figura 25**

Indicador	Cantidad	Material
1	1 pieza	Poste de concreto M.
2	3 pieza	Aisladores tipo <i>post line</i> 69 kV.
3	2 pieza	Perno tipo máquina $\frac{3}{4}$ "X16".
4	2 pieza	Perno tipo máquina $\frac{3}{4}$ "X18".
5	4 pieza	Abrazadera doble perno 13".
6	2 pieza	Conector de compresión cobre #2 a #2.
7	3 pieza	Plancha de hierro galvanizada para aterrizamiento.
8	3 pieza	Grapa de soporte armada.
9	1 pieza	Grillete de tensión.
10	3 pieza	Terminal de cobre #2.
11	7 pieza	Contratuerca de seguridad $\frac{3}{4}$ ".
12	8 pieza	Arandela cuadrada curva 3" x 3" $\frac{1}{2}$ " x 13/16".
13	4 pieza	Perno para aterramiento $\frac{1}{2}$ ".
14	1 pieza	Bayoneta para levantar neutro.
15	1 pieza	Grapa de suspensión para cable guarda.
16	1 pieza	Varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ " x 8".
17	1 pieza	Conector para varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ ".
18	1,5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
19	3 pieza	Perno cincado de 5/6 x 6 mm con arandela.
20	19 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
21	3 pieza	Grapa de soporte.
22	3 juegos	Malla de protección.

Fuente: elaboración propia.

Tabla XII. **Altura de poste H, X, E**

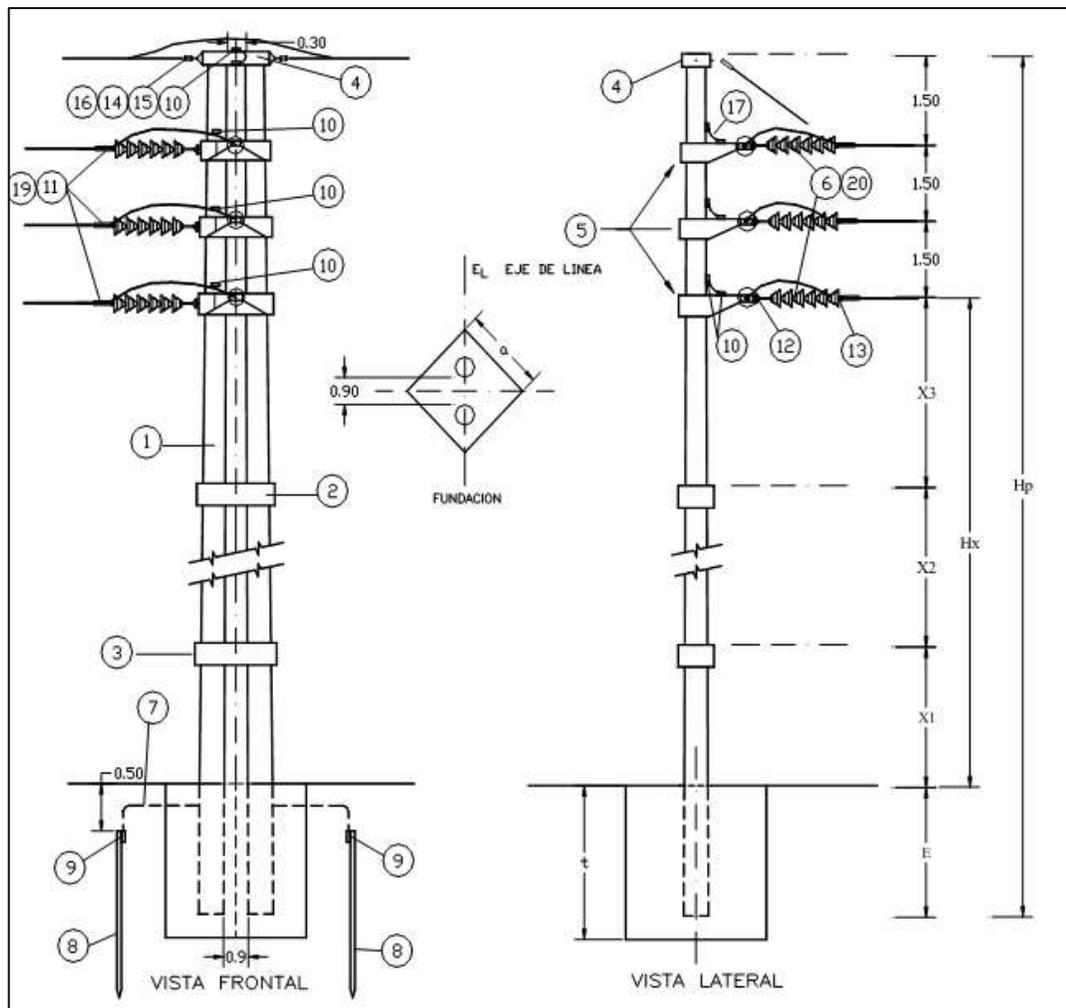
H [m]	E[m]	X[m]
16	1,7	10,7

Fuente: elaboración propia.

- Estructura doble tensión 69 kV

Véase a continuación el modelo:

Figura 26. **Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores (aisladores mismo lado)**



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV.* p. 15.

Tabla XIII. **Unidades constructivas figura 26**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Vínculo intermedio.
3	1 pieza	Vínculo inferior.
4	1 pieza	Vínculo superior.
5	3 pieza	Cruceta para estructura TF y TL.
6	6 pieza	Aislador suspensión polímero. 69 kV.
7	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
8	2 pieza	Varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ " x8".
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ ".
10	14 pieza	Perno para aterramiento $\frac{1}{2}$ ".
11	6 pieza	Terminal comprimida fin de línea.
12	6 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	6 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	2 pieza	Corbatín 5/8".
16	5 pieza	Conector compresión cobre #2 a #2.
17	5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
18	3 pieza	Tubo conector compresión.
19	6 pieza	Terminal compresión plano.
20	36 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5
21	6 pieza	Malla fin de línea.

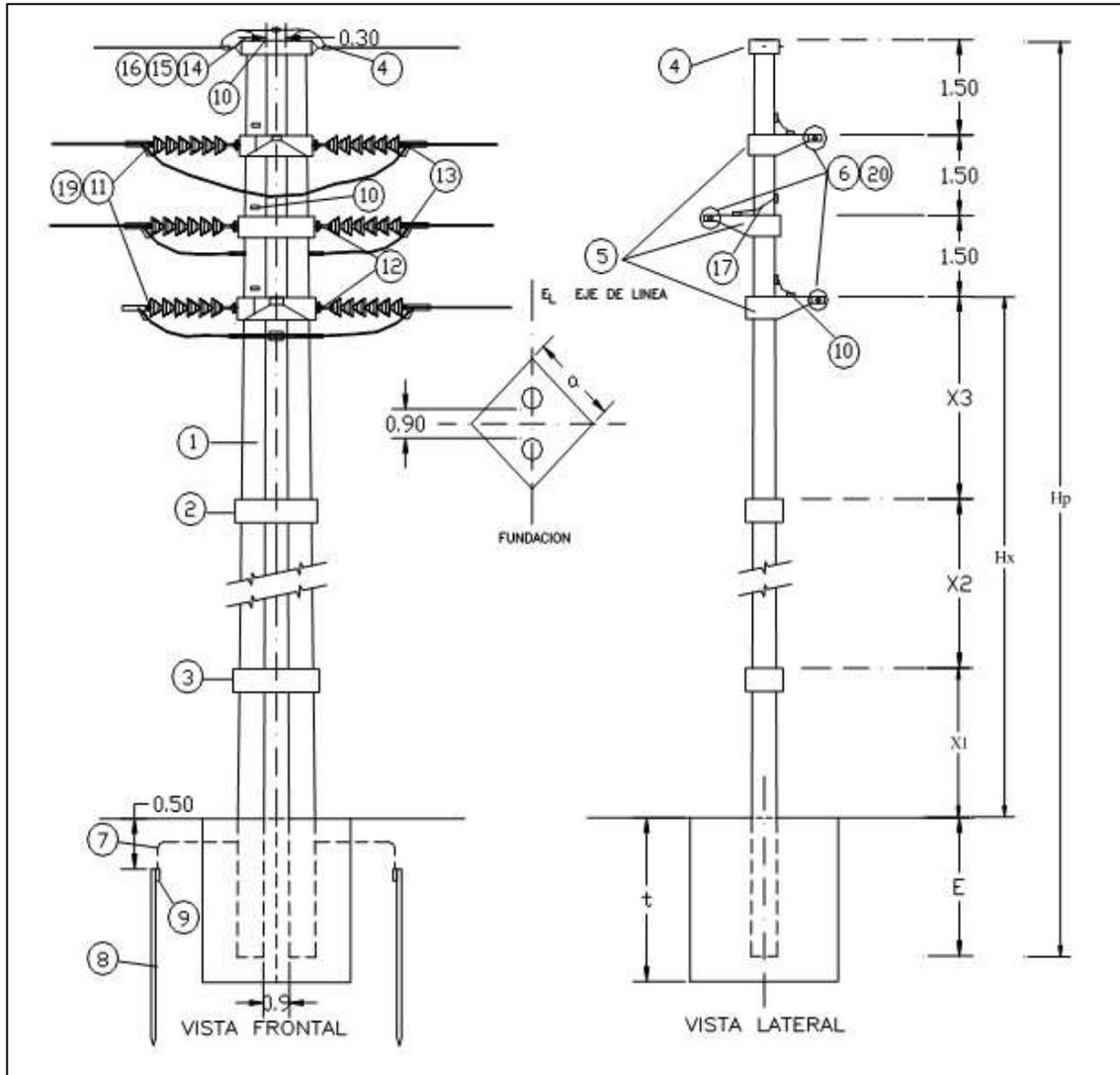
Fuente: elaboración propia con programa AutoCAD Electrical.

Tabla XIV. **Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5**

Hp [m]	E [m]	Hx [m]	X1	X2	X3	X4	X5
15	1,6	/	/	/	/	/	/
16	1,7	9,8	3,0	3,2	3,6	/	/
18	1,9	11,6	3,6	3,8	4,2	/	/
21	2,2	14,3	3,2	3,4	3,7	4,0	/
24	2,5	17,0	3,2	3,4	3,7	3,7	3,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 27. Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores (aisladores opuestos)



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 16.

Tabla XV. **Unidades constructivas figura 27**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Vínculo intermedio.
3	1 pieza	Vínculo inferior.
4	1 pieza	Vínculo superior.
5	3 pieza	Cruceta para estructura TF
6	6 pieza	Aislador suspensión polímero 69 kV.
7	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
8	2 pieza	Varilla aterramiento ¾" x8".
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾".
10	14 pieza	Perno para aterramiento ½".
11	6 pieza	Terminal compresión fin de línea.
12	6 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	6 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	2 pieza	Corbatín 5/8".
16	5 pieza	Conector compresión de cobre #2 a #2.
17	5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
18	3 pieza	Tubo conector compresión.
19	6 pieza	Terminal compresión plano.
20	36 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5
21	6 pieza	Malla fin de línea.

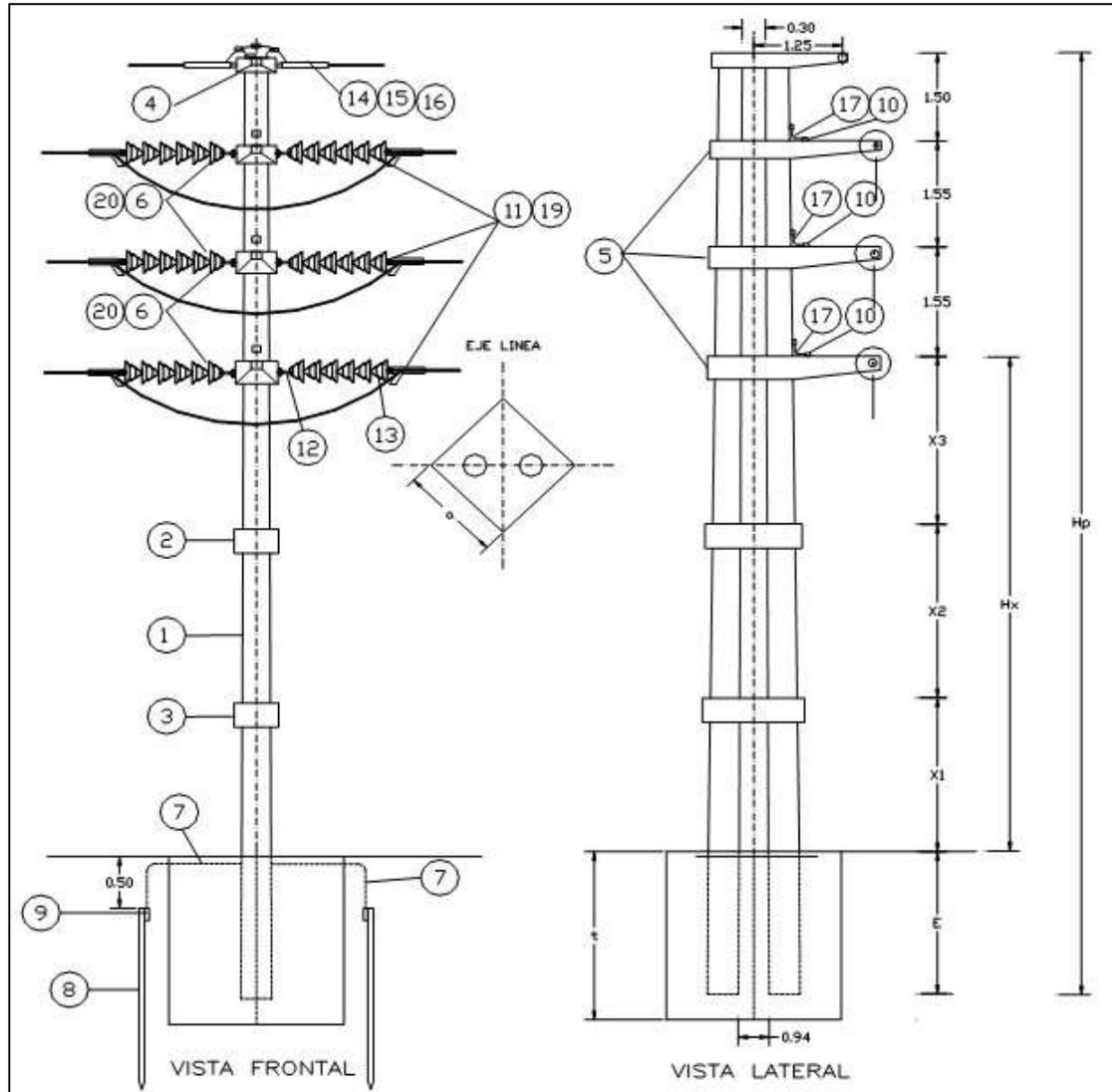
Fuente: elaboración propia con el programa AutoCAD Electrical.

Tabla XVI. **Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5**

Hp [m]	E [m]	Hx [m]	X1	X2	X3	X4	X5
15	1,6	/	/	/	/	/	/
16	1,7	9,8	3,0	3,2	3,6	/	/
18	1,9	11,6	3,6	3,8	4,2	/	/
21	2,2	14,3	3,2	3,4	3,7	4,0	/
24	2,5	17,0	3,2	3,4	3,7	3,7	3,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 28. Estructura doble tensión vertical 69 kV. Ángulos mayores, ángulo en bisectriz



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 17.

Tabla XVII. **Unidades constructivas figura 28**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Vínculo intermedio.
3	1 pieza	Vínculo inferior.
4	1 pieza	Vínculo superior.
5	3 pieza	Cruceta para estructura TF
6	6 pieza	Aislador suspensión polímero. 69 kV.
7	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
8	2 pieza	Varilla aterramiento ¾" x8".
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾".
10	14 pieza	Perno para aterramiento ½".
11	6 pieza	Terminal comprimida fin de línea.
12	6 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	6 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	2 pieza	Corbatín 5/8".
16	5 pieza	Conector compresión CU #2 a #2.
17	5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
18	3 pieza	Tubo conector compresión.
19	6 pieza	Terminal compresión plano.
20	36 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5
21	6 pieza	Malla fin de línea.

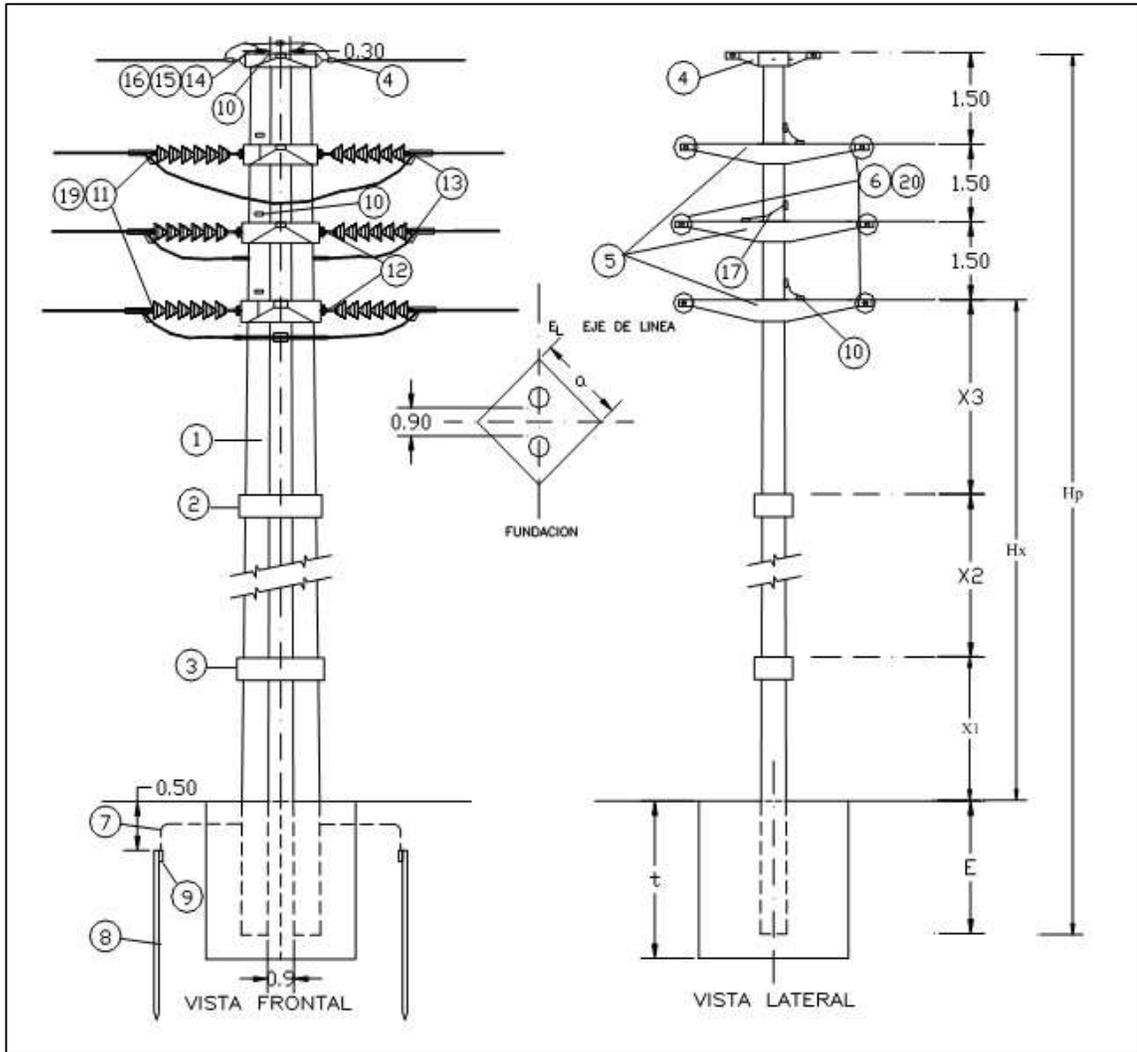
Fuente: elaboración propia.

Tabla XVIII. **Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4, X5**

Hp [m]	E [m]	Hx [m]	X1	X2	X3	X4	X5
15	1,6	/	/	/	/	/	/
16	1,7	9,8	3,0	3,2	3,6	/	/
18	1,9	11,6	3,6	3,8	4,2	/	/
21	2,2	14,3	3,2	3,4	3,7	4,0	/
24	2,5	17,0	3,2	3,4	3,7	3,7	3,0

Fuente: elaboración propia.

Figura 29. Estructura doble tensión vertical 69 kV. Doble tensión de paso de amarre



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 18.

Tabla XIX. **Unidades constructivas figura 29**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Vínculo intermedio.
3	1 pieza	Vínculo inferior.
4	1 pieza	Vínculo superior para estructura TFD.
5	3 pieza	Cruceta para estructura TF
6	12 pieza	Aislador suspensión polímero 69 kV.
7	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
8	2 pieza	Varilla aterramiento ¾" x8".
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾".
10	14 pieza	Perno para aterramiento ½".
11	12 pieza	Terminal compresión fin de línea.
12	12 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	12 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	2 pieza	Corbatín 5/8".
16	5 pieza	Conector compresión cobre #2 a #2.
17	5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
18	3 pieza	Tubo conector compresión.
19	12 pieza	Terminal compresión plano.
20	72 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5
21	12 pieza	Malla fin de línea.

Fuente: elaboración propia.

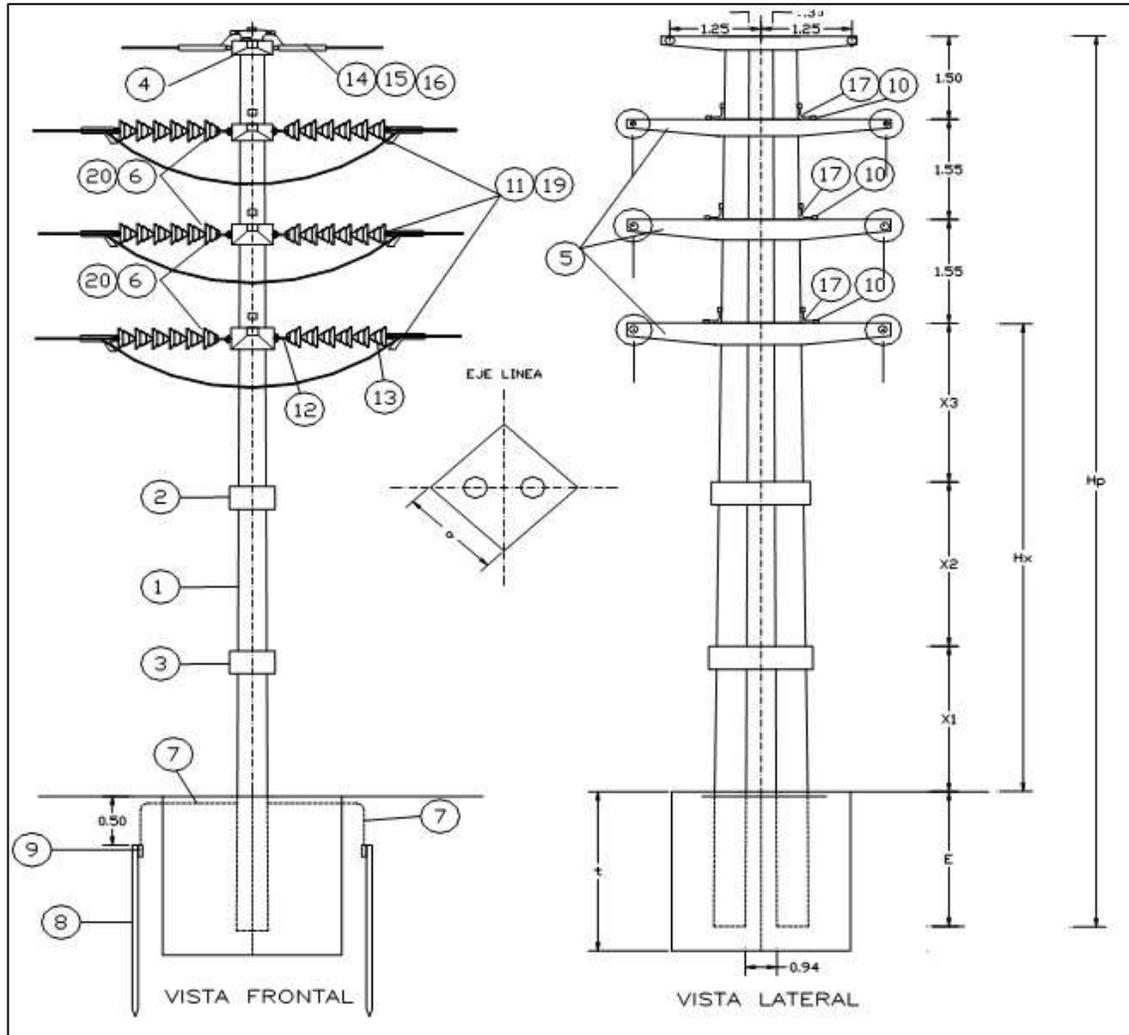
Tabla XX. **Alturas de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4**

Hp [m]	E [m]	Hx [m]	X1	X2	X3	X4
18	1,9	11,6	3,6	3,8	4,2	/
21	2,2	14,3	3,2	3,4	3,7	4,0

Fuente: elaboración propia.

:

Figura 30. Estructura doble tensión vertical 69 kV. Doble terna fin de línea



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 19.

Tabla XXI. **Unidades constructivas figura 30**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Vínculo intermedio.
3	1 pieza	Vínculo inferior.
4	1 pieza	Vínculo superior para estructura TDD
5	3 pieza	Cruceta para estructura TDD
6	12 pieza	Aislador suspensión polímero 69 kV.
7	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
8	2 pieza	Varilla aterramiento ¾" x8".
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento ¾".
10	14 pieza	Perno para aterramiento ½".
11	12 pieza	Terminal comprimida fin de línea.
12	12 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	12 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	2 pieza	Corbatín 5/8".
16	5 pieza	Conector compresión cobre #2 a #2.
17	5 metros	Cable de cobre desnudo #2.
18	3 pieza	Tubo conector compresión.
19	12 pieza	Terminal compresión plano.
20	72 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5
21	12 pieza	Malla fin de línea.

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXII. **Altura de poste Hp, E, Hx, X1, X2, X3, X4**

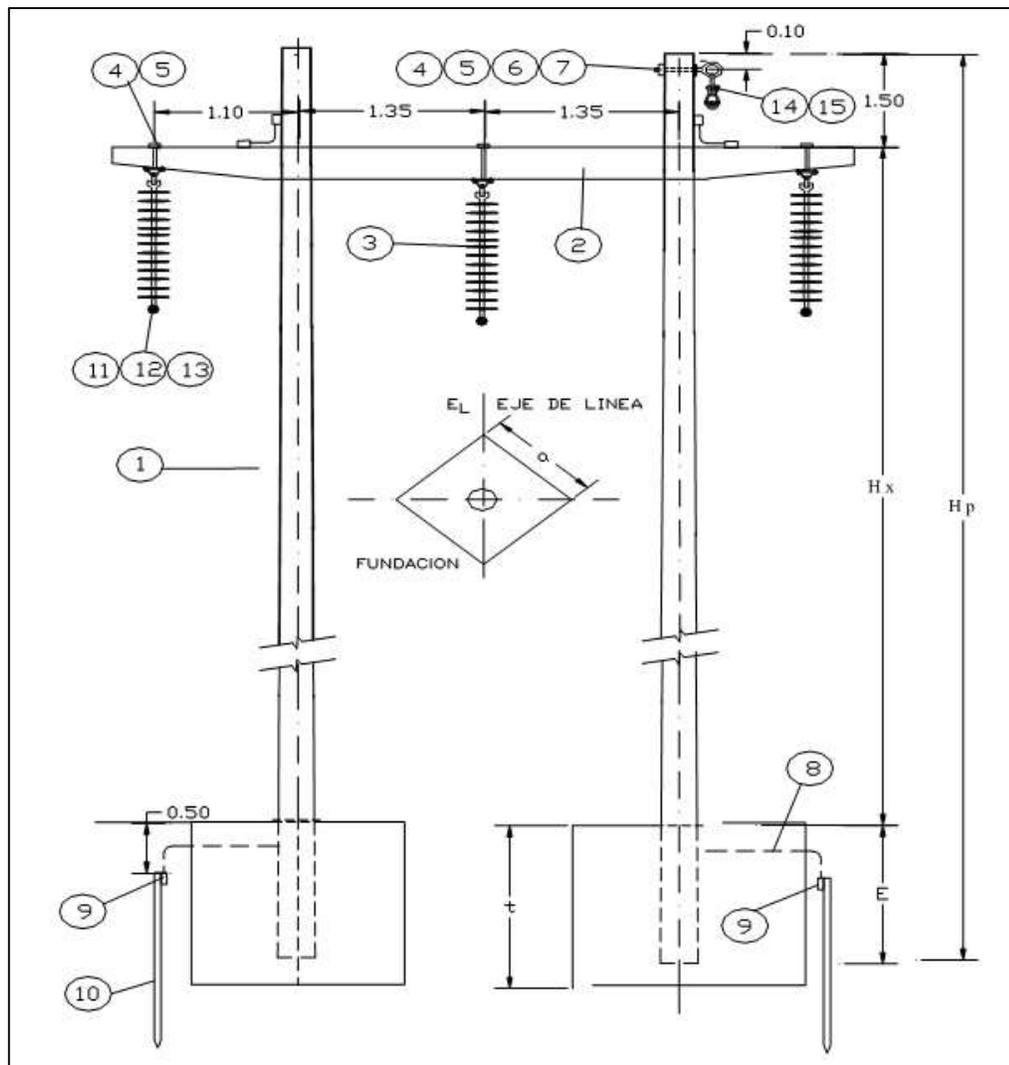
Hp [m]	E [m]	Hx [m]	X1	X2	X3	X4
18	1,9	11,5	3,7	3,8	4,0	/
21	2,2	14,2	3,5	3,6	3,6	3,6

Fuente: elaboración propia.

- Estructura tipo H 69kV
 - Estructura tipo H de paso simple de suspensión 69 kV

Como se muestra a continuación:

Figura 31. Estructura tipo H de paso simple de suspensión 69 kV



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 20.

Tabla XXIII. **Unidades constructivas figura 31**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M.
2	1 pieza	Cruceta de concreto tipo H 69 kV.
3	3 pieza	Aislador suspensión polímero 115kV.
4	4 pieza	Perno de ojo total rosca $\frac{3}{4}$ " x 14"
5	8 pieza	Arandela cuadrada plana 3"x3" $\frac{1}{2}$ "x13/16"
6	1 pieza	Grillete de tensión.
7	1 pieza	Grapa suspensión para cable de guarda.
8	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ "
10	2 pieza	Varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ "x8".
11	3 pieza	Grapa de suspensión.
12	3 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado.
13	3 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado.
14	4 pieza	Conector comprimido cobre #2 a #2.
15	1 metro	Cable de cobre desnudo #2.
16	4 pieza	Perno para aterramiento $\frac{1}{2}$ ".
17	3 pieza	Grapa de soporte
18	3 juego	Malla de protección.

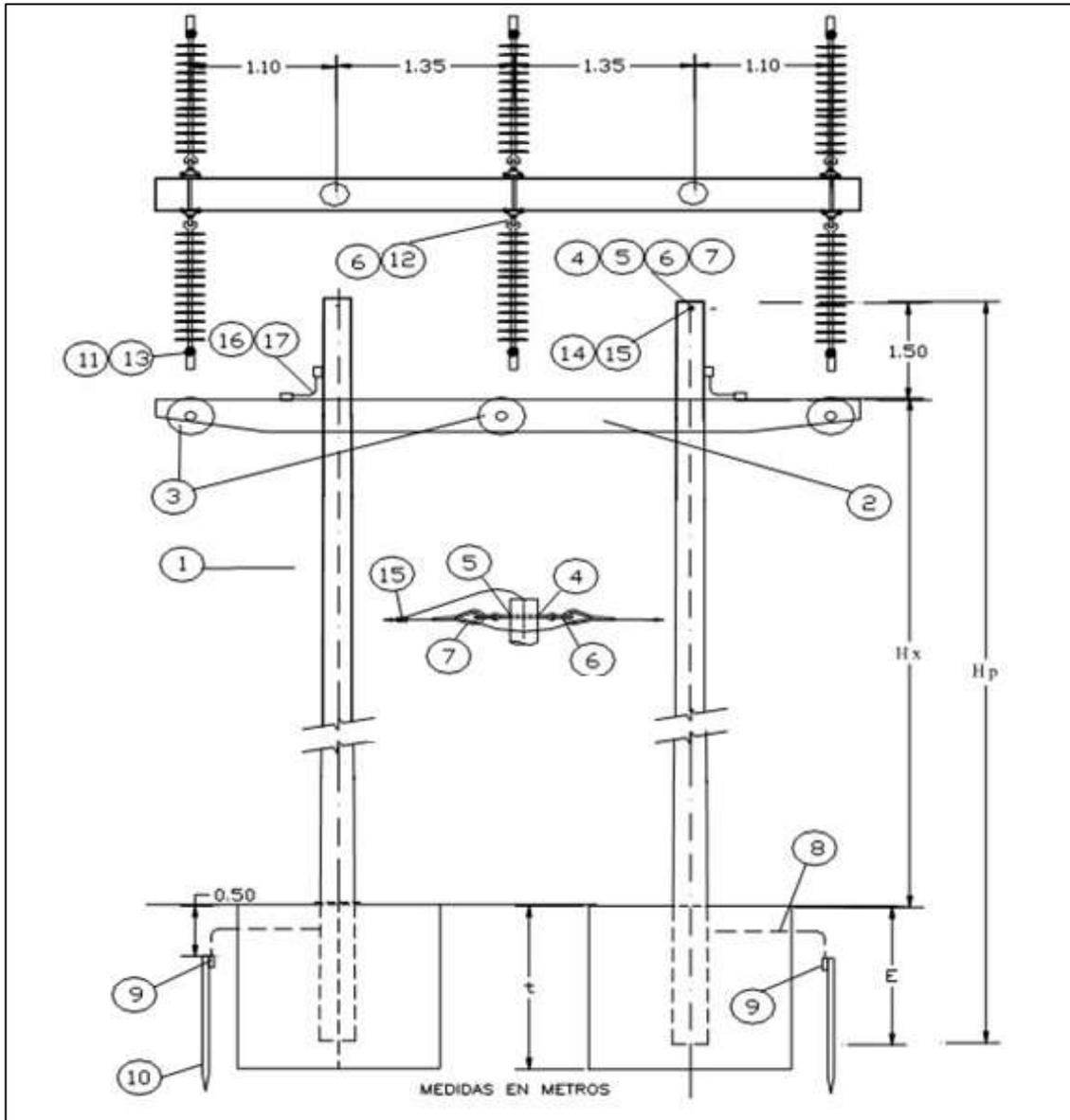
Fuente: elaboración propia.

Tabla XXIV. **Alturas poste H, E, Hp**

H [m]	E[m]	Hp[m]
15	1,6	8,9
16	1,7	9,8

Fuente: elaboración propia.

Figura 32. Estructura tipo H doble tensión 69 kV



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 21.

Tabla XXV. **Unidades constructivas figura 32**

Indicador	Cantidad	Material
1	2 pieza	Poste de concreto M
2	1 pieza	Cruceta de concreto tipo H 69 kV.
3	3 pieza	Aislador suspensión polímero 115 kV.
4	4 pieza	Perno de ojo total rosca $\frac{3}{4}$ " x 14"
5	8 pieza	Arandela cuadrada plana 3"x3"1/2"x13/16"
6	4 pieza	Tuerca de ojo $\frac{3}{4}$ ".
7	2 pieza	Corbatín de 5/8".
8	40 metros	Cable de cobre con alma de acero #2.
9	2 pieza	Conector para varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ ".
10	2 pieza	Varilla aterramiento $\frac{3}{4}$ "x8.
11	6 pieza	Terminal compresión fin de línea.
12	6 pieza	Horquilla y con bola 10" alargado
13	6 pieza	Conector <i>socket-clevis</i> alargado
14	2 pieza	Malla fin de línea 5/16".
15	5 pieza	Conector compresión cobre #2 A #2.
16	1 metro	Cable de cobre desnudo #2.
17	4 pieza	Perno para aterramiento $\frac{1}{2}$ ".
18	6 pieza	Terminal compresión plano.
19	36 pieza	Aislador suspendido 15 kV ANSI 52-5.
20	6 pieza	Malla fin de línea.

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVI. **Alturas poste H, E, Hp**

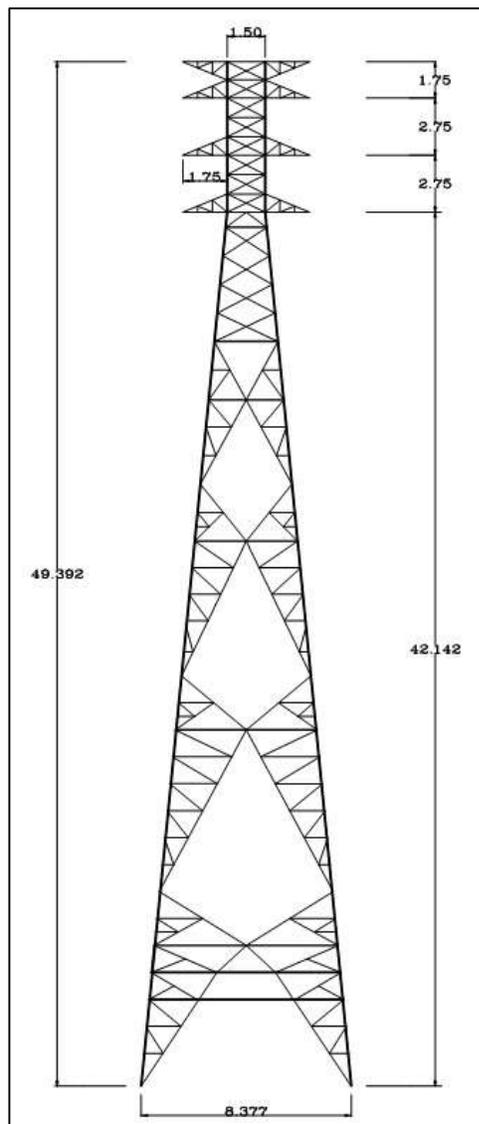
H [m]	E[m]	Hp[m]
16	1,7	12,8
18	1,9	14,6

Fuente: elaboración propia.

- Estructuras tipo torre 69 kV

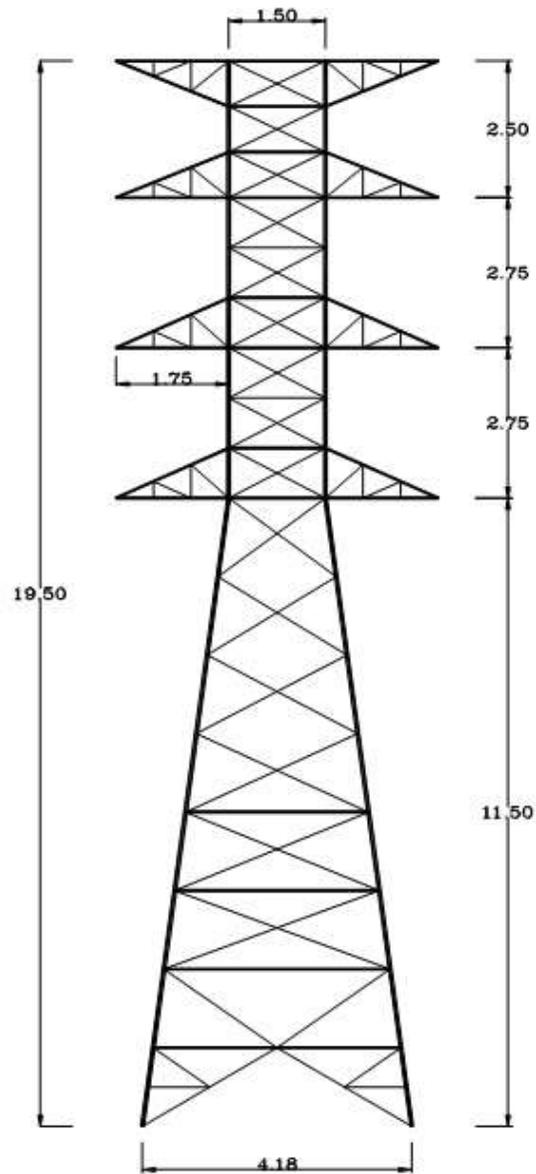
Tal y como se muestra a continuación:

Figura 33. **Estructura tipo torre de paso simple 69 kV 49 m**



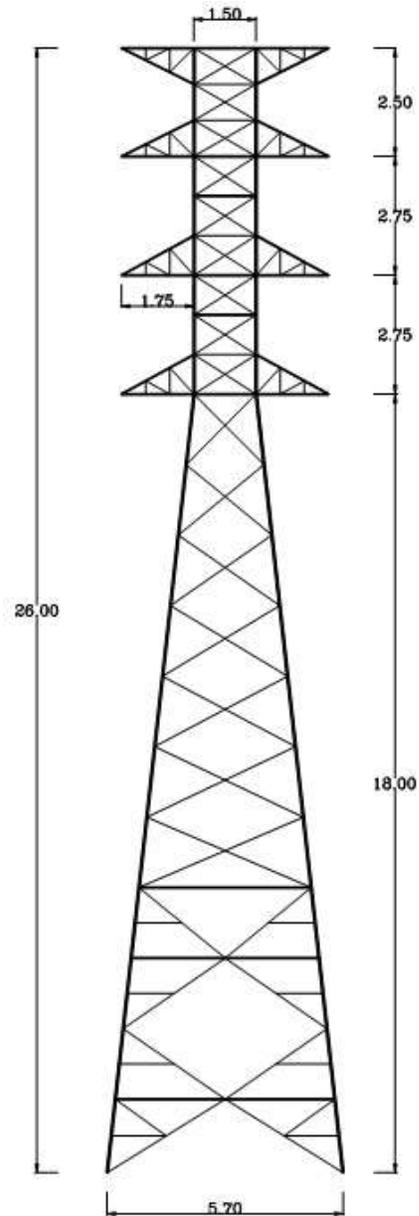
Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 22.

Figura 34. Estructura tipo torre de doble tensión 69 kV 19,50 m



Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 23.

Figura 35. Estructura tipo torre de doble tensión 69 kV 26 m

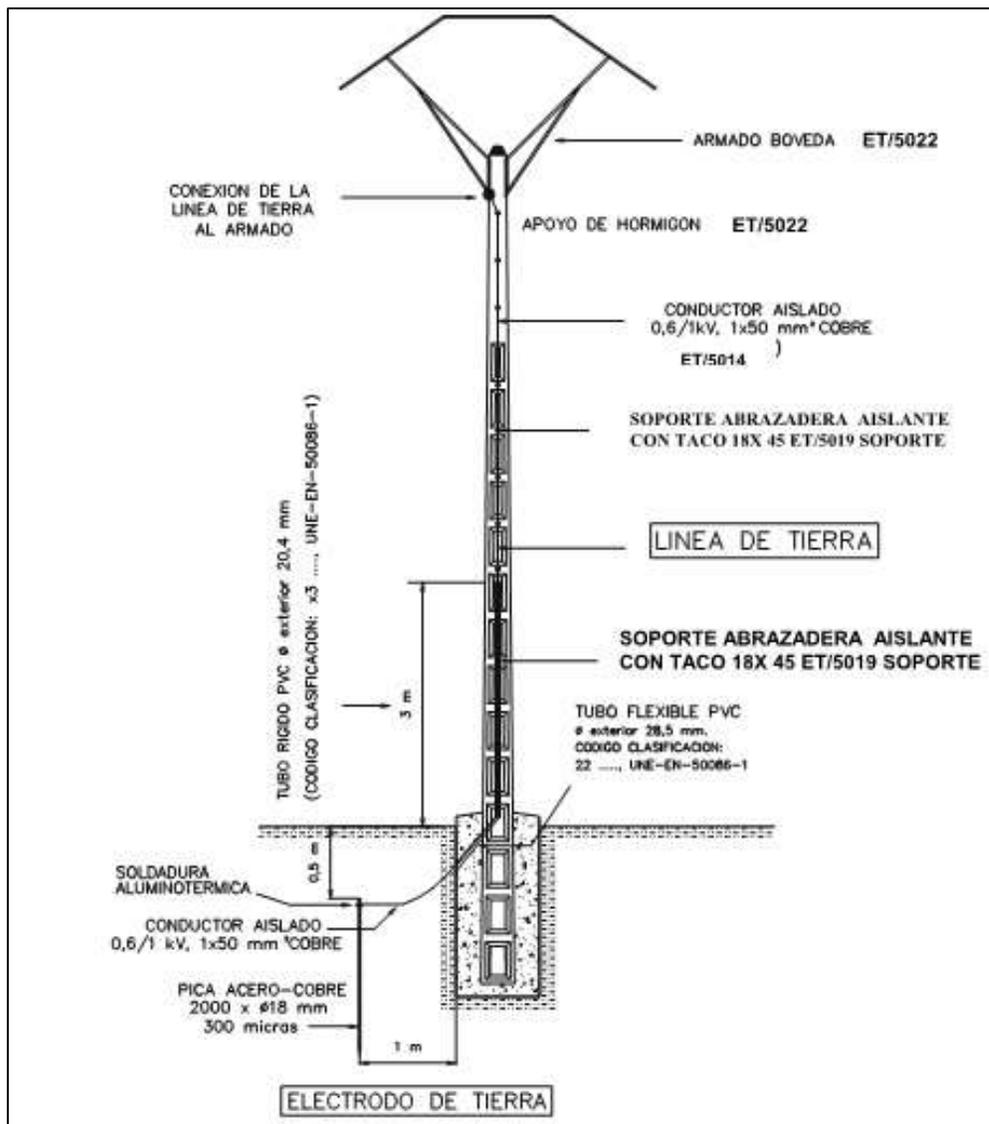


Fuente: MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. p. 24.

- Puesta a tierra en líneas aéreas de alta tensión

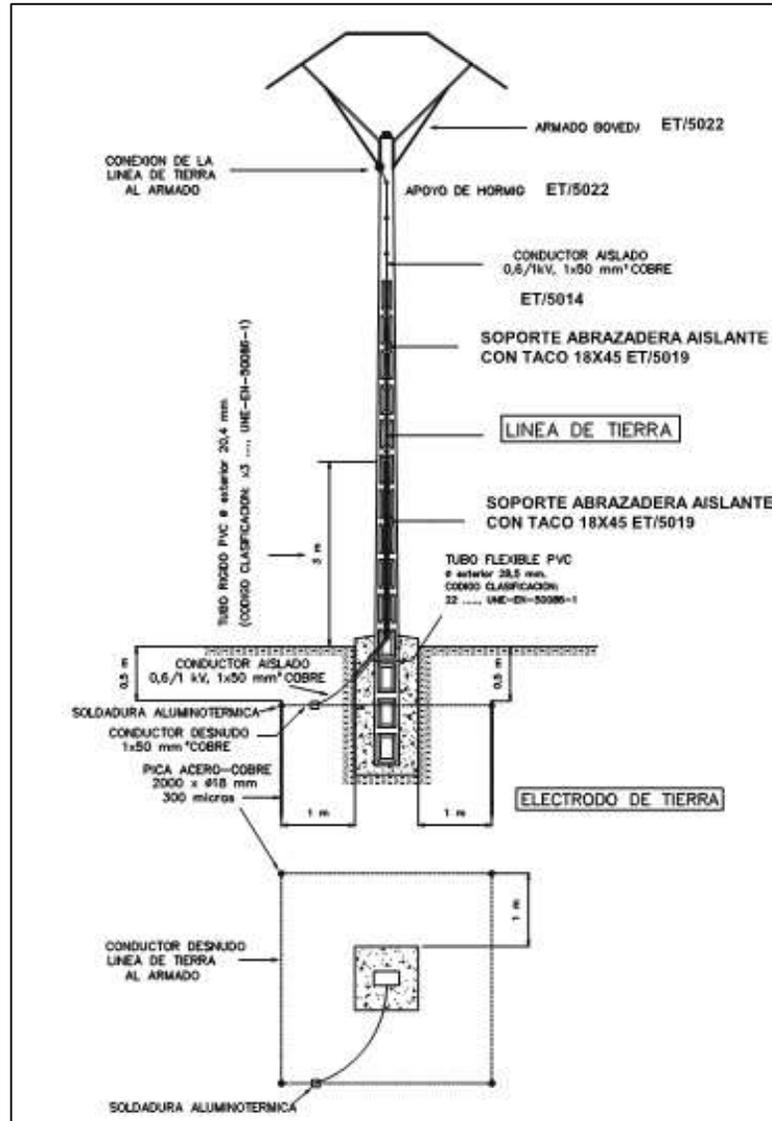
Obsérvese la figura siguiente:

Figura 36. Tierra apoyo de hormigón. Línea de AT



Fuente: HidroCantábrico Distribución Eléctricas, S.A.U. *Conexión de instalaciones de régimen especial, a la red de alta tensión de HCDE ET/5087*. p. 8.

Figura 37. Tierra apoyo de hormigón. Línea de alta tensión en zona pública de concurrencia

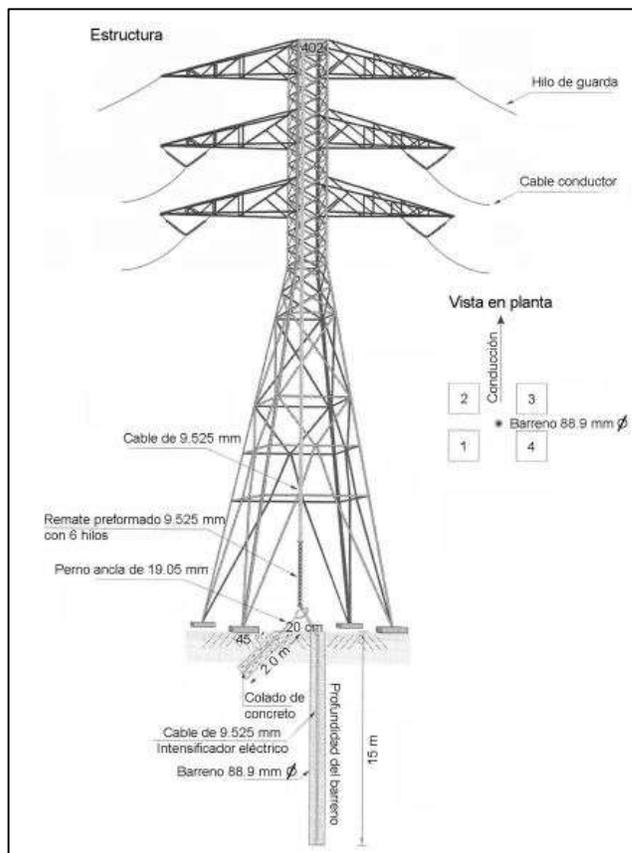


Fuente: HidroCantábrico Distribución Eléctricas, S.A.U. *Conexión de instalaciones de régimen especial, a la red de alta tensión de HCDE ET/5087.* p. 9.

3.1. Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación

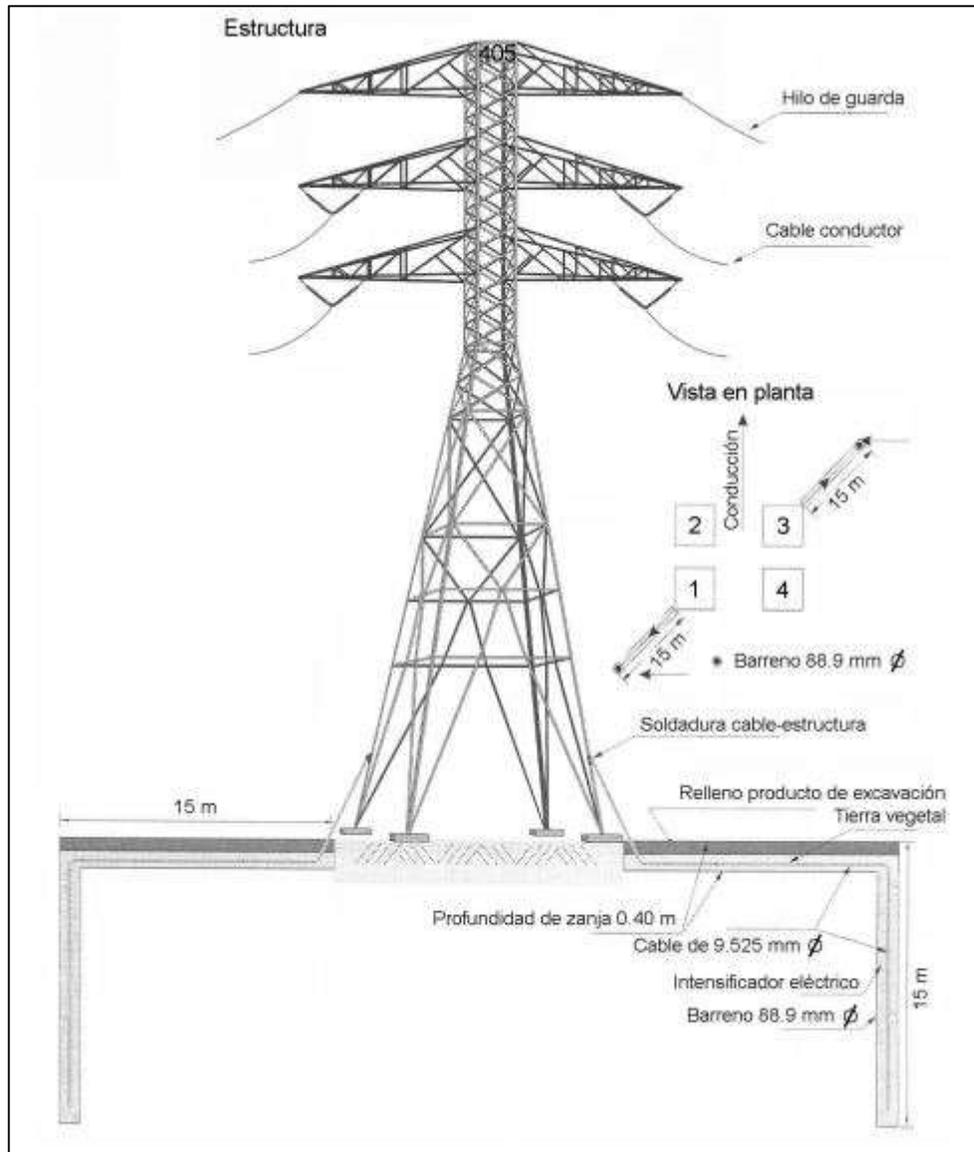
La figura 38 muestra qué es un mejoramiento de la puesta a tierra mediante un electrodo de puesta a tierra vertical al centro de la torre, mientras que la figura 39 muestra un mejoramiento a la puesta a tierra mediante un arreglo de contra-antena y un electrodo de puesta a tierra vertical.

Figura 38. Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación



Fuente: Comisión Federal de Electricidad México. *Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69kV Y 400kV en operación.* p. 29.

Figura 39. **Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación**

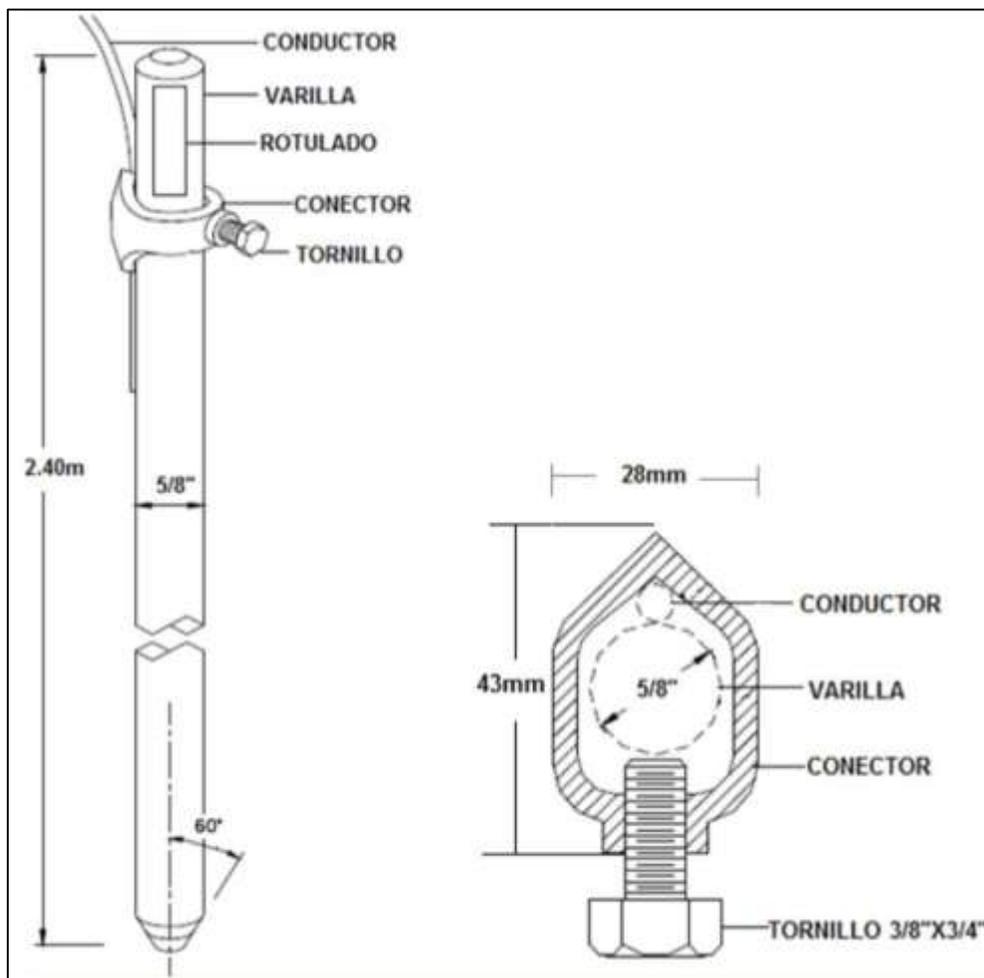


Fuente: Comisión Federal de Electricidad México. *Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 69kV Y 400kV en operación.* p. 30.

3.2. Especificación para electrodo de puesta a tierra

La figura 40 muestra las dimensiones del electrodo de puesta a tierra, así como los accesorios que debe llevar para ser instalado de manera correcta.

Figura 40. Especificación técnica electrodo de puesta a tierra



Fuente: Grupo EPM. *Especificaciones técnicas varilla de puesta a tierra cens-norma técnica -CNS-NT-11-15*. p. 14.

Tabla XXVII. **Requerimientos dimensionales**

Materiales	Dimensión mínima	
	Diámetro en mm	Recubrimiento en μm
Cobre	12,7	
Acero Inoxidable	15	
Acero galvanizado en caliente	16	70
Acero con recubrimiento electrodepositado de cobre	14	250
Acero con recubrimiento total en cobre	15	2 000

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXVIII. **Composición química del electrodo de puesta a tierra**

Tipo de material	Acero
% carbono	0,16 a 0,25
% fosforo	0,04
% azufre	0,05
% magnesio	0,3 a 0,6
% silicio	0,1

Fuente: elaboración propia.

4. CRITERIOS PARA LAS PRUEBAS DE MEDICIÓN

4.1. Condiciones de seguridad

En los lugares implicados en la generación, distribución y consumo de energía eléctrica, se deben tomar determinadas medidas de seguridad para proteger la vida humana. En muchos casos, estas medidas de seguridad son normas nacionales e internacionales que se deben actualizar con frecuencia. La puesta a tierra, o conexión de partes conductoras expuestas a masa en caso de avería, representa la medida de seguridad más esencial. Existe una serie de requisitos para la conexión a masa de transformadores, torres de alimentación de alta y media tensión, vías de ferrocarriles, depósitos, cubas, cimientos y sistemas de protección contra rayos.

4.1.1. Precauciones generales para la preparación de las mediciones

- Utilizar equipo de protección personal con características aislantes para alto voltaje como: guantes, botas, lentes de protección para los ojos, casco y accesorios con reflectivo.
- Trabajar sobre grava o un material aislante.
- Asegurar que el carrete del cable de pruebas esté debidamente aislado.
- Realizar de manera adecuada las conexiones en el equipo para evitar daños al mismo o los operadores que lo manipulan.

- Evitar el contacto directo entre la persona y algún cable de prueba que no esté debidamente aislado.
- Instalar de manera correcta los electrodos del instrumento para obtener un buen procedimiento de medición.
- Recoger los electrodos después de la última prueba.

4.1.2. Precauciones generales

- En terrenos que abarquen la subestación en prueba o a su red de alimentación, no se deben programar mediciones si existen probabilidades de tormentas eléctricas o en curso.
- Si comienza una tormenta eléctrica en la zona de prueba, detenga todas las mediciones inmediatamente y desconecte de los electrodos o de la malla de tierra los cables de prueba que han sido instalados temporalmente para la toma de las mediciones.
- No está permitido que las manos cierren el circuito entre dos puntos con riesgo de un voltaje peligroso.
- Los cables y los electrodos de prueba en uso deben estar aislados del equipo de trabajo y del público antes de aplicar los voltajes de prueba. También se deben aislar antes de ser conectados al sistema de tierra de la subestación o cualquier sistema de que pueda transportar corrientes peligrosas en caso de falla.

4.1.3. Precauciones de mayor riesgo

Una línea de transmisión que está fuera de servicio que comparte derecho de vía con líneas energizadas puede existir voltajes peligrosos debido a la inducción en la terminación de la línea.

4.1.4. Equipo de protección personal

Es de suma importancia que todos los involucrados en la toma de mediciones utilicen equipo de protección personal, ya que ayuda a reducir el daño que podría ocasionar un percance de naturaleza eléctrica debido a una mala maniobra o situaciones fortuitas.

4.1.4.1. Casco para trabajo eléctrico

- Clase G (general): cascos están diseñados para reducir la exposición a los conductores de baja tensión, y ofrecen protección dieléctrica hasta 2 200 voltios (fase a tierra). Como es el caso de los cascos clase E, esta cantidad de protección de tensión se designa solo a la cabeza, y no tiene en cuenta la protección del voltaje asignado a todo el usuario.
- Clase E (eléctrico): cascos están diseñados para reducir la exposición a los conductores de alta tensión, y ofrecer protección dieléctrica hasta 20 000 voltios (fase a tierra). Esta cantidad de protección del voltaje, sin embargo, se refiere solo a la cabeza, y no es una indicación de la protección del voltaje a todo el usuario. Antiguamente asociado con una calificación de "clase B", los cascos clase E pueden también considerarse que tienen una clasificación clase G (general), ya que el aumento de su

nivel de protección de voltaje supera los estándares (inferiores) necesarios del procedimiento de prueba de clase G.

- Clase C (conductor): cascos difieren de sus contrapartes en el que no están destinados a proporcionar una protección contra el contacto con conductores eléctricos. Por el contrario, los cascos clase C pueden incluir opciones de ventilación, no solo protegen al usuario de impacto, sino que también proporcionan una mayor transpirabilidad a través de su material conductor (por ejemplo, aluminio) o ventilación añadido.

4.1.4.2. Lentes de protección

Uno de los equipos de protección personal de mayor uso lo constituye, sin duda alguna, el de los lentes de seguridad, estos protegen los ojos al frente y los lados de una gran variedad de peligros o riesgos, como objetos o partículas sólidas voladores, e incluso de salpicaduras químicas.

Se debe tener en cuenta también que en el mercado existen distintos tipos de protección ocular, dependiendo básicamente de la naturaleza del trabajo y del ambiente, por tanto, los tipos de lentes de seguridad disponibles se clasifican por su uso, donde cada tipo de lentes posee ciertas ventajas e inconvenientes relacionados con su fabricación.

4.1.4.3. Guantes de protección

- Guantes de carnaza: protegen contra golpes, rayones, cortaduras, altas temperaturas. Son recomendados para trabajos de fuerza.

- Guantes aislantes: guantes con aislamiento según clase, que pueden ser 00, 0, 1, 2, 3, y otros. Cada uno con un nivel de tensión de prueba y con un máximo de utilización.

4.1.4.4. Botas dieléctricas

El calzado de seguridad dieléctrico son calzados fabricados con materiales que tiene como objetivos principales proteger los pies de los trabajadores de impactos ante caídas de objetos pesados y además de la protección eléctrica ante descargas ocasionadas por manipulación de cables o elementos en general conductores de la electricidad.

Otro aspecto importante de este calzado es la suela resistente a torsiones mecánicas ocasionadas por el movimiento natural de los pies, asimismo fabricada con surcos pronunciados para minimizar al máximo el deslizamiento ante superficies lisas. Estas suelas deben contener una estructura compuesta que componga características dieléctricas, las cuales deben cumplir la norma ASTM2412-2011, la cual indica que las botas pasaron el ensayo de resistencia eléctrica que consiste en inducir una carga de 18 000 voltios en corriente alterna a una frecuencia de 60Hz a las botas durante 60 segundos, la corriente de fuga no debe exceder los 3 mA, lo recomendable es 1 mA.

4.1.4.5. Chaleco reflectivo

Se recomienda usar para trabajos que se hacen en la vía pública, esto para alertar, tanto a conductores como a peatones, sobre la presencia de trabajadores realizando maniobras en el sector.

4.2. Selección de equipo para la medición

En el capítulo II se han demostrado y desarrollado los diferentes métodos para obtener los valores y realizar las mediciones de resistividad del terreno y resistencia de puesta a tierra. Además, este estudio se realizó según la premisa de que no se desenergizaría el sistema de transmisión de energía eléctrica, por lo tanto, el equipo debe ser capaz de operar en estas condiciones. El equipo necesario para hacer estas mediciones es un medidor de masa/tierra que pueda hacer todos los tipos de medición. Además, debe poseer un control de frecuencia de medición, esto para reducir la interferencia al mínimo provocado por ruido eléctrico lo que debe proveer de un valor de masa/tierra más exacta.

4.3. Procedimientos para realizar las mediciones

A continuación, se detallan el procedimiento para realizar las mediciones del estudio, se exponen los pasos por seguir para cada forma de medición, tanto como para medición de resistividad y resistencia de puesta a tierra.

4.3.1. Resistividad del suelo

La medición de resistividad del suelo se llevará a cabo utilizando el medidor de masa/tierra que cumpla las características descritas en el apartado 4.2 de este documento.

Para la medición de resistividad de suelo se aplica el método de cuatro puntos arreglo de Wenner. A continuación, se presentan los pasos para llevar a cabo la medición de resistividad del suelo.

4.3.1.1. Método de cuatro puntos Wenner

- Identificar el tipo de terreno en el cual se realizarán las mediciones. Apoyarse para identificar el terreno con la tabla II y tabla III de este documento.
- Realizar una inspección visual del área para identificar obstáculos inmediatos o previsibles, tanto para la medición como para la construcción o el mantenimiento de la puesta a tierra.
- Los electrodos por utilizar con el método de Wenner deben estar bien alineados e igualmente espaciados. Los electrodos deben ser enterrados (en lo posible) a una misma profundidad. La profundidad no debe exceder el 5 % de la separación mínima de los electrodos (5 a 10 cm). Es aconsejable una mayor profundidad para terrenos arenosos, de tal forma que se asegure un contacto íntimo entre el electrodo y el terreno.
- Los electrodos y placas deben estar bien limpios y exentos de óxido para posibilitar un buen contacto con el suelo.
- Conectar los electrodos de prueba al equipo mediante los cables proporcionados por el fabricante. Verificar el manual del equipo para la correcta conexión del cableado.
- En el equipo seleccionar la prueba para medición de resistividad del suelo y llevar a cabo las mediciones. Asegurarse de que en el terreno en donde se realizarán las mediciones no existe ninguna red de tierra, estructuras o tuberías metálicas, líneas de tensión subterráneas, o algún tipo de objetos que afecten dichas mediciones.

- Si el equipo no muestra medición alguna o muestra algún error de medición, esto puede deberse a que el terreno está muy seco. Lo que se debe hacer es aumentar el voltaje de prueba del equipo (si posee esta opción) o también se puede humedecer los electrodos de prueba con agua salada.
- Durante la medición, deben registrarse datos que ayuden a una caracterización estacional, como fecha de la medición, fecha de la última lluvia acontecida, periodo seco o lluvioso.
- Las mediciones deberán realizarse preferiblemente en un periodo seco. No se deben realizar mediciones en condiciones atmosféricas adversas, teniendo en cuenta la posibilidad de ocurrencia de rayos.

4.3.2. Resistencia de puesta a tierra

En esta sección se muestra el procedimiento por seguir para llevar a cabo las mediciones de puesta a tierra con los diferentes métodos expuestos en el apartado 2.9.2. de este documento.

4.3.2.1. Método de dos puntos

- Identificar el sitio donde se realizarán las mediciones e identificar de igual forma el electrodo auxiliar que se utilizará, este puede ser una tubería metálica.
- Desconectar el electrodo de puesta a tierra del sistema.

- En el equipo de medición conectar mediante cables, puentes cortos entre el terminal de potencial 1 y el terminal de corriente 1 al igual que en los terminales 2. Consultar con el manual del fabricante la simbología de las terminales.
- Conectar el terminal de corriente 1 y 2 en el electrodo de tierra estudiado y el electrodo auxiliar, respectivamente.
- Realizar las mediciones del estudio.
- Si se dispone de otro electrodo auxiliar con las mismas características que el primero y con una distancia similar al electrodo de tierra en estudio, realizar la prueba en ese punto. Si la medición no varía en gran manera a la primera, sacar el promedio de ambas mediciones y tomar el resultado de ese promedio como el valor de resistencia de puesta a tierra.
- De no existir otro electrodo auxiliar repetir la medición de 4 a 5 veces y promediar los resultados para así obtener el valor de resistencia a tierra.
- Finalizadas las mediciones conectar nuevamente el sistema a la malla de tierra.

Algunas precauciones al momento de realizar las mediciones utilizando este método son las que se listan a continuación:

- Si el electrodo en estudio no se desconecta del sistema, el valor obtenido de la resistencia de puesta a tierra será erróneo debido a las corrientes de neutro que circulan por él.

- Si el equipo no muestra medición alguna o muestra algún error de medición, esto puede deberse a que el terreno está muy seco, lo que se debe hacer es aumentar el voltaje de prueba del equipo (si posee esta opción) o también se puede humedecer los electrodos de prueba con agua salada.
- La distancia entre el electrodo auxiliar y el electrodo de tierra no debe ser tan corta.

4.3.2.2. Método de caída de potencial (completo)

- Verificar los planos de la malla de tierra para identificar longitudes y los puntos donde se realizarán las pruebas.
- Desconectar el neutro del sistema o la malla de tierra.
- Proceder a conectar el equipo en los puntos de prueba elegidos, estos puntos de prueba pueden ser los pozos de tierra donde están los conductores a tierra, de no existir estos pozos de tierra se puede tomar un conductor que esté conectado a la malla de tierra, como podría ser el caso del cable de puesta a tierra de una carcasa de un equipo de la subestación.
- Colocar el electrodo auxiliar de potencial a una longitud del 10 % de la distancia del electrodo de corriente a la malla de tierra en estudio y conectar mediante cable a la terminal de potencial 2 del equipo.
- Realizar las conexiones correspondientes en el equipo de acuerdo con el manual de usuario.

- Realizar la medición seleccionando en el equipo la prueba de medición de puesta a tierra.
- Ahora realizar la medición, pero colocando el electrodo de potencial a una longitud del 20 % de la distancia del electrodo de corriente. Esto se debe repetir hasta alcanzar el 90 % de la distancia del electrodo de corriente.
- El valor por utilizar de resistencia de puesta a tierra es el promedio de las medidas en el rango de 50 % y 70 % de distancia del electrodo de potencial.
- Finalizar las pruebas apagando el equipo y reconectando el sistema de tierra nuevamente.

Algunas precauciones al momento de realizar las mediciones utilizando este método son las que se listan a continuación:

- Si el neutro no se desconecta de la malla de tierra en estudio, el valor obtenido de la resistencia de puesta a tierra será erróneo debido a las corrientes de neutro que circulan por ella.
- Si el equipo no muestra medición alguna o muestra algún error de medición, esto puede deberse a que el terreno está muy seco, lo que se debe hacer es aumentar el voltaje de prueba del equipo (si posee esta opción) o también se puede humedecer los electrodos de prueba con agua salada.

4.3.2.3. Método de *Calmap-on*

- Con ayuda del plano de puesta a tierra seleccionar los puntos donde se llevarán a cabo las pruebas.
- Colocar la pinza (*clamp*) inductora de voltaje para que rodee el punto que seleccionado bajo prueba.
- Colocar la pinza (*clamp*) sensora de corriente para que rodee el mismo punto bajo prueba. Si el equipo seleccionado posee una pinza capaz de realizar las dos acciones (senear, inducir) entonces no será necesaria otra conexión al punto de prueba.
- Realizar las mediciones con las pinzas sensora e inductora. El resultado es obtenido mediante la ley de Ohm.

Algunas precauciones al momento de realizar las mediciones utilizando este método son: tanto la pinza sensora como la inductora deben colocarse de tal forma que el lazo de retorno de la corriente de prueba se cierre a través de tierra y no de algún conductor que conforme el sistema de puesta a tierra en estudio ya que en este caso se estaría midiendo su continuidad.

4.3.2.4. Método de caída de potencial/ *Clamp-on* para torres de transmisión

- Identificar la torre o torres donde se llevarán a cabo las mediciones.

- Para este tipo de medición en torres se necesita de un accesorio especial para el medidor de masa/tierra el cual es un transformador de núcleo partido que rodea una pata de la torre de transmisión.
- Colocar el electrodo de corriente en dirección perpendicular a las líneas de transmisión a una distancia de 38 a 46 metros de la cara de la torre.
- Poner el electrodo de potencial en dirección perpendicular a las líneas de transmisión y opuesta al electrodo de corriente a una distancia de 62 %.
- Conectar mediante cables el transformador de núcleo partido y los electrodos de prueba como lo indica el manual de usuario del equipo.
- Realizar la prueba. El valor de resistencia de puesta a tierra se obtiene mediante el paralelo de las cuatro patas si se realizan las mediciones de cada pata por separado, si el equipo cuenta con los cuatro transformadores el resultado será el arrojado por el equipo.

Algunas precauciones al momento de realizar las mediciones utilizando este método son: la forma de colocar los transformadores de núcleo partido debe realizarse como indique el fabricante, ya que no pueden colocarse de una manera arbitraria.

El equipo seleccionado para este estudio en particular no presenta el inconveniente de verse tan afectado por el ruido eléctrico y esto se debe a que el equipo utilizado en el estudio tiene un controlador de frecuencia, tal y como se expuso en el apartado 4.2 de este documento. Las características del equipo utilizado serán ampliadas en los siguientes capítulos.

De llegar a utilizar un equipo que no cuente con el controlador de frecuencia y el equipo muestra un error al momento de realizar las mediciones debido a que no es capaz de filtrar el ruido, se debe cambiar la frecuencia a la cual está trabajando el equipo. Se debe consultar el manual del fabricante para saber con qué frecuencias puede trabajar el equipo.

4.3.2.5. Método de la pendiente

La forma de conexión es como el método de caída de potencial (ver apartado 4.3.2.2), la diferencia radica en que se toman medidas moviendo el electrodo de potencial (electrodo intermedio) al 20 %, 40 % y 60 % de la distancia entre la malla a medir y el electrodo remoto (a una distancia C de la malla). Se mide la resistencia de puesta a tierra usando cada distancia, obteniéndose respectivamente los valores de R1, R2 y R3, para luego calcular el valor del cambio de pendiente (μ) respecto de la distancia. Ver ecuación 17.

$$\mu = \frac{R_3 - R_2}{R_2 - R_1} \quad (\text{ec.17})$$

Con el valor de μ se ve la figura 41, donde en una de las columnas se encuentra el valor correspondiente de k. El valor de k se multiplica, entonces, por la distancia C encontrando a la distancia a la cual se debe colocar el electrodo intermedio (electrodo de potencial pt) respecto de la malla por medir. Se mide la resistencia después de clavar el electrodo intermedio a la distancia antes calculada, el cual es el valor más aproximado de resistencia del sistema de puesta a tierra medido.

Figura 41. Valores de k en función de μ para el método de la pendiente

VALORES DE k EN FUNCION DE u PARA EL METODO DE LA PENDIENTE									
u	k	u	k	u	k	u	k	u	k
0.01	0.6932	0.3900	0.6446	0.7700	0.5856	1.1500	0.5071	1.5300	0.3740
0.02	0.6921	0.4000	0.6432	0.7800	0.5838	1.1600	0.5046	1.5400	0.3688
0.03	0.6909	0.4100	0.6418	0.7900	0.5821	1.1700	0.5020	1.5500	0.3635
0.04	0.6898	0.4200	0.6404	0.8000	0.5803	1.1800	0.4994	1.5600	0.3580
0.05	0.6886	0.4300	0.6390	0.8100	0.5785	1.1900	0.4968	1.5700	0.3523
0.06	0.6874	0.4400	0.6375	0.8200	0.5767	1.2000	0.4941	1.5800	0.3465
0.07	0.6862	0.4500	0.6361	0.8300	0.5749	1.2100	0.4914	1.5900	0.3404
0.08	0.6850	0.4600	0.6346	0.8400	0.5731	1.2200	0.4887	1.6000	0.3342
0.09	0.6838	0.4700	0.6331	0.8500	0.5712	1.2300	0.4859	1.6100	0.3278
0.10	0.6826	0.4800	0.6317	0.8600	0.5693	1.2400	0.4831	1.6200	0.3211
0.11	0.6814	0.4900	0.6302	0.8700	0.5675	1.2500	0.4802	1.6300	0.3143
0.12	0.6801	0.5000	0.6287	0.8800	0.5656	1.2600	0.4773	1.6400	0.3071
0.13	0.6789	0.5100	0.6272	0.8900	0.5637	1.2700	0.4743	1.6500	0.2997
0.14	0.6777	0.5200	0.6258	0.9000	0.5618	1.2800	0.4713	1.6600	0.2920
0.15	0.6764	0.5300	0.6243	0.9100	0.5598	1.2900	0.4683	1.6700	0.2840
0.16	0.6752	0.5400	0.6228	0.9200	0.5579	1.3000	0.4652	1.6800	0.2758
0.17	0.6739	0.5500	0.6212	0.9300	0.5559	1.3100	0.4620	1.6900	0.2669
0.18	0.6727	0.5600	0.6197	0.9400	0.5539	1.3200	0.4588	1.7000	0.2578
0.19	0.6714	0.5700	0.6182	0.9500	0.5519	1.3300	0.4556	1.7100	0.2483
0.20	0.6701	0.5800	0.6167	0.9600	0.5499	1.3400	0.4522	1.7200	0.2383
0.21	0.6688	0.5900	0.6151	0.9700	0.5479	1.3500	0.4489	1.7300	0.2278
0.22	0.6675	0.6000	0.6136	0.9800	0.5458	1.3600	0.4454	1.7400	0.2167
0.23	0.6662	0.6100	0.6120	0.9900	0.5437	1.3700	0.4419	1.7500	0.2051
0.24	0.6649	0.6200	0.6104	1.0000	0.5416	1.3800	0.4383	1.7600	0.1928
0.25	0.6636	0.6300	0.6088	1.0100	0.5395	1.3900	0.4346	1.7700	0.1797
0.26	0.6623	0.6400	0.6072	1.0200	0.5373	1.4000	0.4309	1.7800	0.1658
0.27	0.6610	0.6500	0.6056	1.0300	0.5352	1.4100	0.4271	1.7900	0.1511
0.28	0.6597	0.6600	0.6040	1.0400	0.5330	1.4200	0.4232	1.8000	0.1352
0.29	0.6583	0.6700	0.6024	1.0500	0.5307	1.4300	0.4192	1.8100	0.1183
0.30	0.6570	0.6800	0.6008	1.0600	0.5285	1.4400	0.4152	1.8200	0.1000
0.31	0.6556	0.6900	0.5991	1.0700	0.5262	1.4500	0.4111	1.8300	0.0803
0.32	0.6543	0.7000	0.5975	1.0800	0.5239	1.4600	0.4068	1.8400	0.0588
0.33	0.6529	0.7100	0.5958	1.0900	0.5216	1.4700	0.4025	1.8500	0.0353
0.34	0.6516	0.7200	0.5941	1.1000	0.5193	1.4800	0.3980		
0.35	0.6502	0.7300	0.5924	1.1100	0.5169	1.4900	0.3935		
0.36	0.6488	0.7400	0.5907	1.1200	0.5144	1.5000	0.3888		
0.37	0.6474	0.7500	0.5890	1.1300	0.5121	1.5100	0.3840		
0.38	0.6460	0.7600	0.5873	1.1400	0.5096	1.5200	0.3791		

Fuente: Grupo EPM. Normas técnicas medida de resistencia de puesta a tierra RA6-015.

4.4. Soluciones a errores que se presentan durante las mediciones

- Si la lectura del equipo no se estabiliza podría ser causado por un ruido excesivo, muy probablemente por la interferencia de otras redes cercanas o por problemas dentro del mismo sistema. Se recomienda para estos casos cambiar la frecuencia del equipo con el cual se están llevando a cabo las mediciones, realizar las mediciones en un día donde se estime que la carga es menor o bien realizar la medición en otro lugar.
- Cuando el aparato arroja una medición fuera de rango o fuera del intervalo del equipo puede ser dado por una excesiva resistencia de los electrodos auxiliares o un falso contacto entre los lagartos de conexión y el electrodo auxiliar. Para estas situaciones se puede humedecer únicamente el área del electrodo para que la corriente pueda penetrar o bien aumentar el valor de corriente y voltaje siempre y cuando el equipo lo permita.
- Si se obtiene un valor muy demasiado alto de resistencia puede ser ocasionado por un cable roto, un falso contacto entre un electrodo de prueba y cables de prueba. Se recomienda limpiar las superficies donde se realizarán las conexiones y verificar que los cables cuenten con continuidad, de existir algún cable dañado, evitar realizar empalmes en este.

5. ESTUDIO EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 69KV Y SUBESTACIÓN ELÉCTRICA DE DISTRIBUCIÓN DE 69/13,8 KV

5.1. Descripción y características del equipo utilizado para el estudio

El equipo utilizado para realizar este estudio fue el FLUKE 1625-2 el cual se describe sus datos técnicos a continuación:

El controlador o producto *Earth Ground Tester* 1625-2 es un instrumento compacto, resistente para el trabajo en terreno, que realiza los cuatro tipos de mediciones de masa/tierra. En específico, el controlador es capaz de medir la resistencia del bucle de tierra usando solamente pinzas, algo que se denomina Prueba sin estacas. Este método no requiere del uso de estacas de masa/tierra ni la desconexión de las varillas de conexión a tierra física.

Características del controlador:

- Concepto de mediciones con un botón
- Mediciones de masa/tierra de 3 y 4 polos
- Comprobación de la resistividad de suelos, con 4 polos
- Pruebas selectivas, sin desconexión del conductor de tierra (1 pinza)
- Pruebas sin estacas, prueba rápida de bucle de tierra (2 pinzas)
- Frecuencia de medición 94, 105, 111, 128 Hz

El controlador utiliza las siguientes funciones de tecnología de punta:

- Control de frecuencia automático (AFC): identifica la interferencia existente y selecciona una frecuencia de medición (94, 105, 111, 128 Hz) para reducir sus efectos a un mínimo, lo que proporciona un valor de masa/tierra más exacta.
- Medición R: calcula la impedancia de la tierra física a 55 Hz para reflejar con mayor exactitud la resistencia de tierra física que detectaría una conexión de falla a masa/tierra.
- Límites ajustables: para comprobación rápida del resultado de la prueba.

5.2. Descripción de los métodos utilizados para la medición de resistividad del terreno y medición de resistencia de puesta a tierra utilizando el equipo FLUKE 1625-2

La sección 5.1. expuso las características propias del equipo, este apartado describe cómo aplicar esas mismas características a través de la aplicación de los métodos de medición para así obtener los resultados del estudio.

5.2.1. Medición de resistividad del terreno utilizando equipo FLUKE 1625-2

El método utilizado para para obtener los valores de resistividad del terreno es el de Wenner descrito en el apartado 4.3.1.1, lo que se ve a continuación es el procedimiento utilizando el equipo FLUKE 1625-2 y su forma de conexión. La figura 42 no muestra las terminales de conexión que posee el equipo, y la figura 43 nos enseña la conexión utilizada para llevar a cabo las mediciones.

Descripción de la metodología utilizada: Se posicionan en línea recta sobre el terreno cuatro picas de puesta a tierra, equidistantes entre sí. La distancia entre las picas de puesta a tierra debe ser al menos tres veces mayor que la profundidad de la pica. De modo que si la profundidad de cada pica de puesta a tierra es de un pie (0,30 metros), asegúrese de la distancia entre picas sea mayor que tres pies (0,91 metros). El equipo Fluke 1625-2 genera una corriente conocida a través de las dos picas externas de puesta a tierra y la caída de potencial de tensión se mide entre las dos picas de puesta a tierra internas. Usando la ley de Ohm, el comprobador Fluke calcula automáticamente la resistencia del terreno.

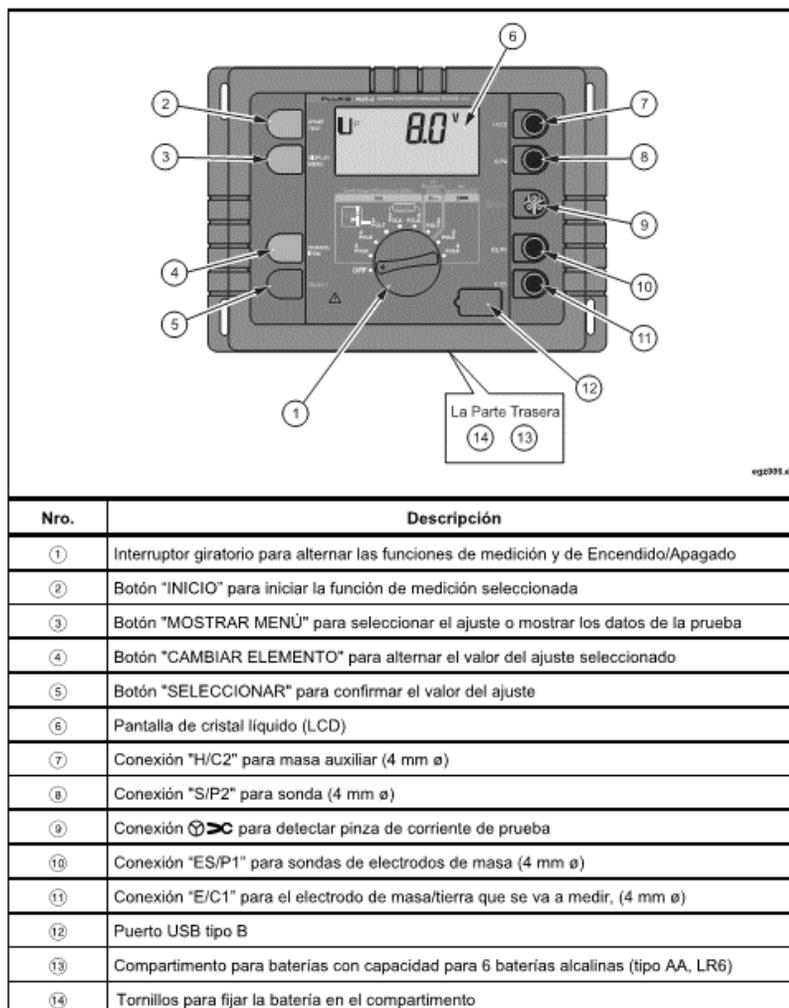
Dado que los resultados de medición con frecuencia quedan distorsionados e invalidados por la interferencia de piezas subterráneas de metal, acuíferos subterráneos, y otros, siempre se recomienda tomar mediciones adicionales en donde los ejes de las picas se giren en 90 grados. Al cambiar la profundidad y la distancia varias veces, se produce un perfil que puede determinar un sistema apropiado de resistencia del terreno.

Las mediciones de resistividad del terreno con frecuencia son perturbadas por la existencia de corrientes en el terreno y sus armónicos. Para evitar que ocurra esta situación, el Fluke 1625-2 utiliza un sistema de control automático de frecuencia (AFC). El mismo selecciona automáticamente la frecuencia de comprobación con la menor cantidad de ruido, permitiéndole obtener una lectura clara.

La comprobación de las resistencias de los electrodos de puesta a tierra individuales de las torres de transmisión de alta tensión, con conductores de puesta a tierra suspendidos o conductores estáticos, requiere la desconexión de dichos conductores. Si una torre tiene más de una puesta a tierra en su base,

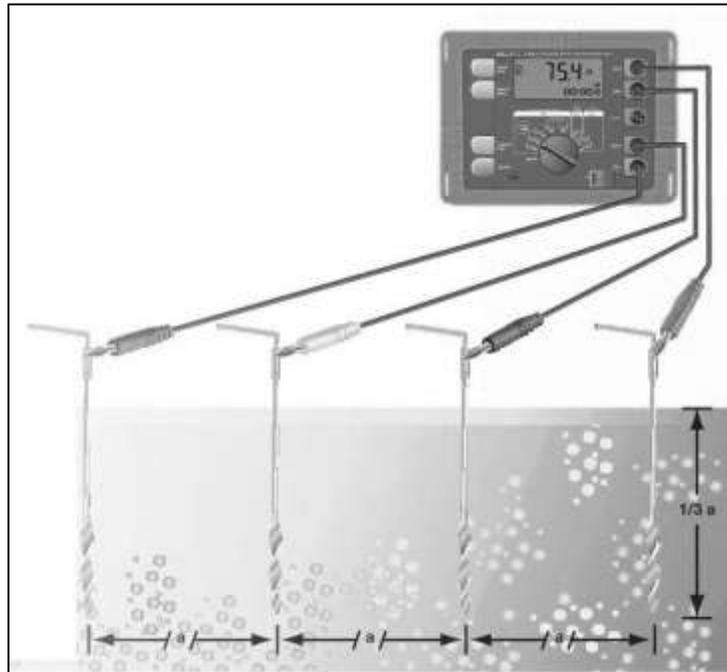
también estas deberán desconectarse y comprobarse, una por una. No obstante, ello, el modelo 1625-2 de Fluke tiene un accesorio opcional, un transformador de corriente engrampable de 320 mm (12,7") de diámetro, que puede medir las resistencias individuales de cada tramo, sin desconectar ninguna derivación de puesta a tierra ni ningún conductor suspendido estático o de puesta a tierra.

Figura 42. **Características y funciones del equipo**



Fuente: FLUKE 1625-2 Earth/Ground Tester FLUKE. *Manual de usuario*. p.8.

Figura 43. **Conexión de equipo medición de resistividad del terreno**



Fuente: FLUKE. *Catálogo de resistencia de puesta a tierra*. p. 8.

5.2.2. **Medición de resistencia de puesta a tierra utilizando equipo FLUKE 1625-2**

El método utilizado para realizar la medición de resistencia de puesta a tierra en este estudio es conocido como comprobación selectiva y es descrito a continuación.

La comprobación selectiva es muy similar a la comprobación de caída de potencial y proporciona las mismas mediciones, pero de una manera mucho más segura y sencilla. Esto se debe a que, en el caso de la comprobación selectiva, el electrodo de puesta a tierra, que es el que interesa, no necesita desconectarse de su conexión al sitio. La persona que lleva a cabo la medición

no debe ponerse en peligro al desconectar la puesta a tierra, ni poner en peligro al resto del personal ni al equipo eléctrico dentro de una estructura sin puesta a tierra.

Al igual que con la comprobación de caída de potencial, se colocan dos picas de puesta a tierra en el terreno, en línea recta, alejadas del electrodo de tierra. Normalmente, alcanza con un espaciamiento de 20 metros (65 pies). El comprobador luego se conecta al electrodo de puesta a tierra, que es el que interesa, con la ventaja de que no es necesario desconectar la conexión al sitio. En cambio, se coloca una pinza especial alrededor del electrodo de puesta a tierra, la cual elimina los efectos de las resistencias en paralelo de un sistema de puesta a tierra, de modo que solo se mide el electrodo de puesta a tierra, que es el que interesa.

El modelo 1625-2 de Fluke genera una corriente conocida entre la pica externa (pica de puesta a tierra auxiliar) y el electrodo de puesta a tierra, mientras que se mide la caída del potencial de tensión entre la pica de puesta a tierra interna y el electrodo de puesta a tierra. Con la pinza solo se mide la corriente que fluye a través del electrodo de puesta a tierra, que es el que interesa. La corriente generada también fluirá a través de otras resistencias en paralelo, pero solo se utiliza la corriente a través de la pinza (es decir, la corriente a través del electrodo de puesta tierra, que es el que interesa) para calcular la resistencia.

En caso de que deba medirse la resistencia total del sistema de puesta a tierra, entonces deberá medirse la resistencia de cada electrodo de puesta a tierra, colocando la pinza alrededor de cada electrodo de puesta a tierra individual. Luego, puede determinarse la resistencia total del sistema de puesta a tierra, mediante cálculos.

Figura 44. **Conexión de equipo para medición de resistencia de puesta a tierra**



Fuente: FLUKE. *Catálogo de resistencia de puesta a tierra*. p. 9.

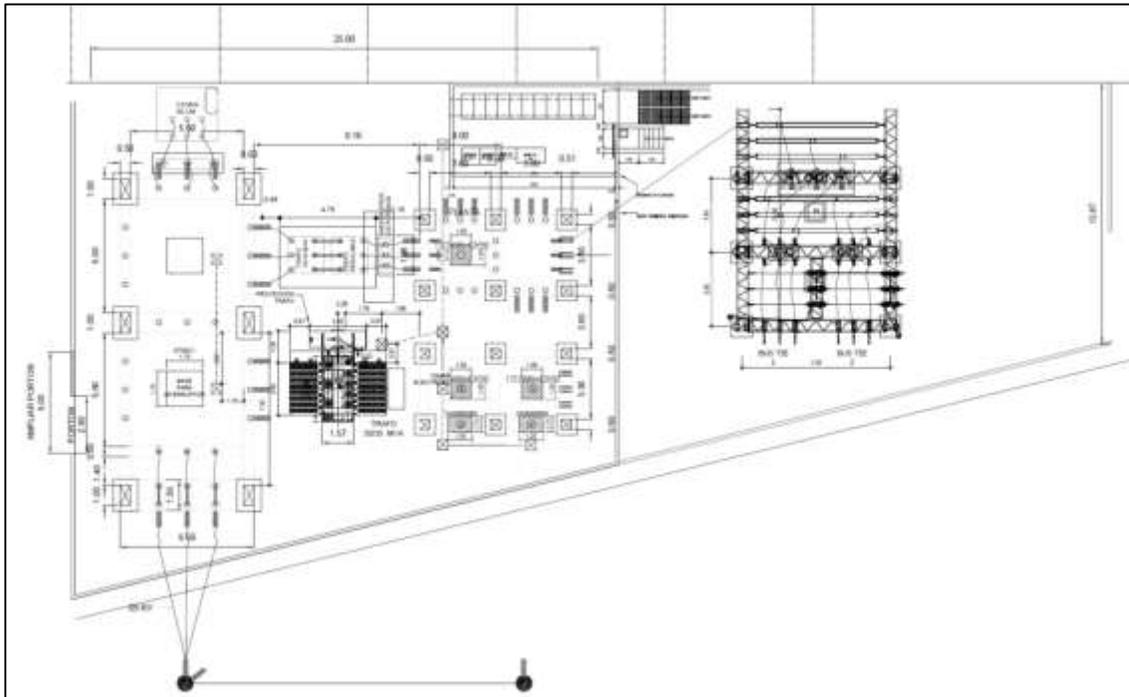
5.3. Planos y diagramas de subestación eléctrica de distribución y línea de transmisión bajo estudio

Las figuras que comprenden el apartado 5.3 de este documento son las representaciones de la línea de transmisión y la subestación de distribución en las que fue llevado a cabo el estudio.

5.3.1. Subestación de distribución 69/13,8 kV

La subestación de distribución es de barra simple, cuenta con sus equipos de patio como transformador de potencia, juego de reguladores de voltaje, transformadores de voltaje y transformadores de corriente para mediciones, seccionador e interruptor. Además, cuenta con sus pararrayos en la entrada para protección de descargas electro atmosféricas.

Figura 45. **Plano subestación de distribución 69/13,8 kV**

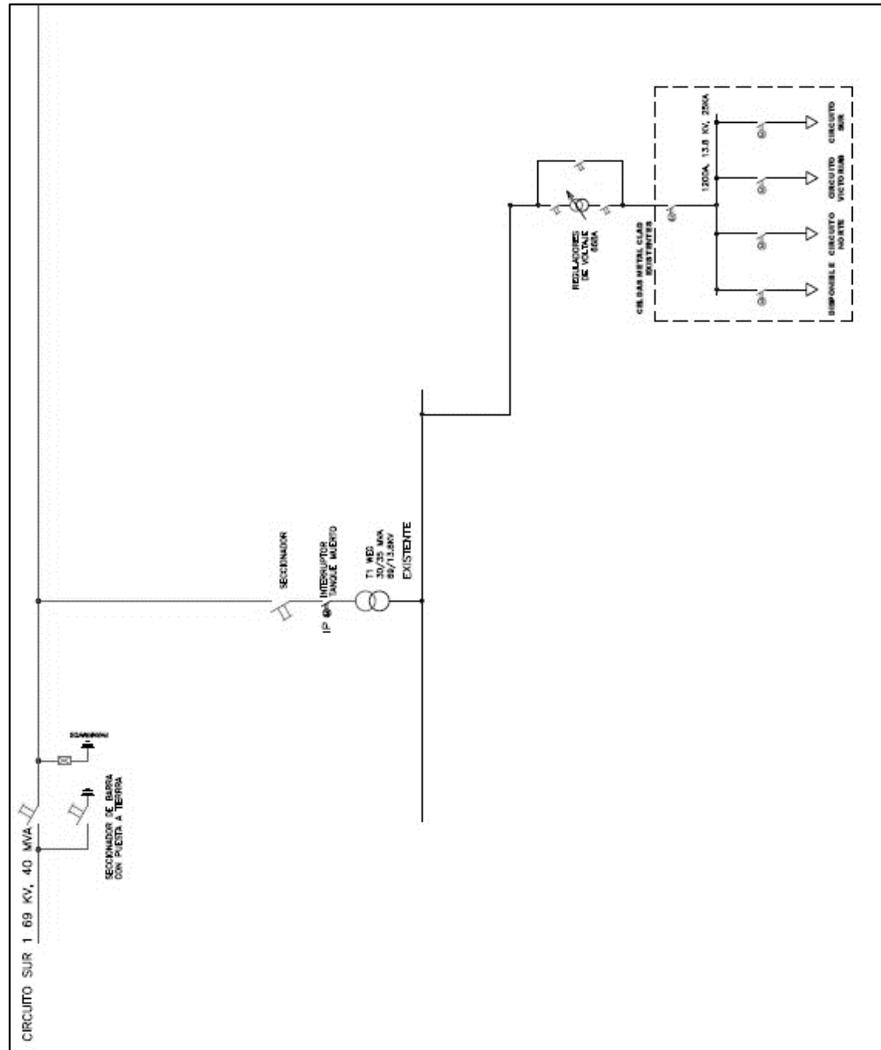


Fuente: elaborado por el arquitecto Ali Vega, empleando AutoCAD.

5.3.1.1. Diagrama unifilar subestación de distribución 69/13,8 kV

El diagrama unifilar es una representación gráfica de una instalación eléctrica o de parte de ella, este caso es la representación de la subestación de distribución en la que se llevaron a cabo las mediciones

Figura 46. Diagrama unifilar

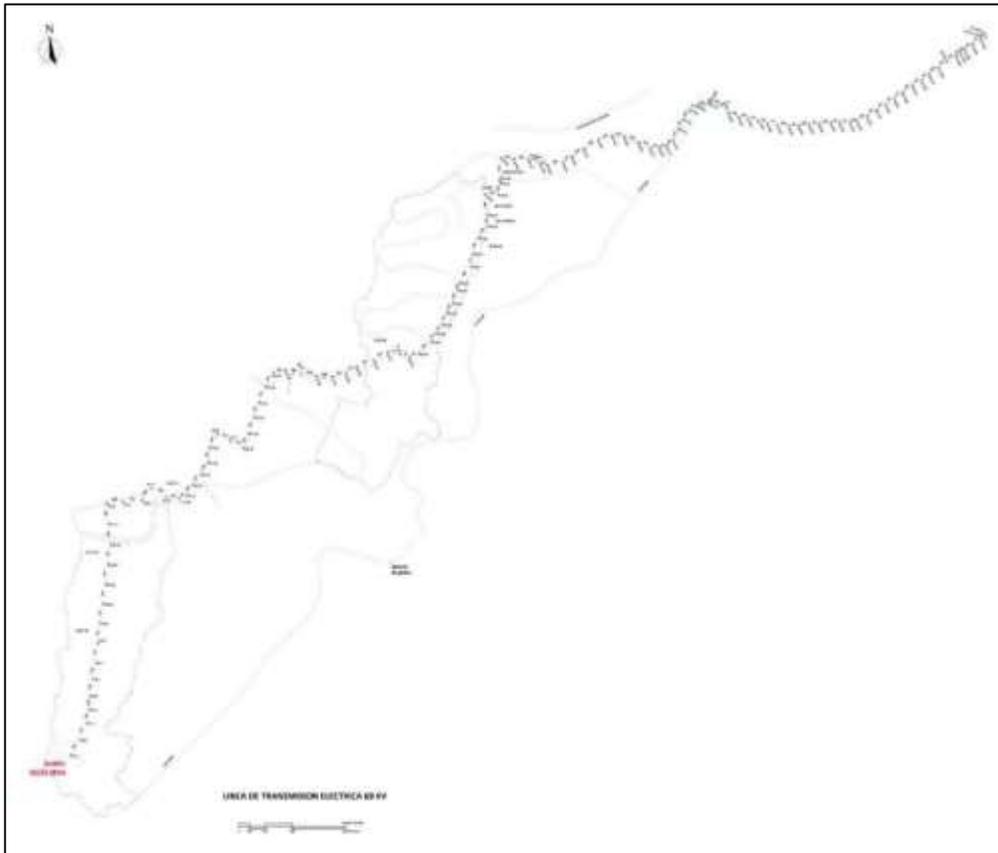


Fuente: elaborado por el arquitecto Ali Vega, empleando AutoCAD.

5.3.2. Línea de transmisión eléctrica 69 kV

En la figura 47 se observa la línea de transmisión que consta de 115 estructuras tipo post *line* de paso simple para 69 kV, ángulos pequeños 0° a 5° separadas entre sí por una distancia de 100 metros.

Figura 47. **Línea de transmisión eléctrica 69 kV diagrama unifilar**



Fuente: elaborado por el arquitecto Ali Vega, empleando AutoCAD.

5.3.2.1. **Línea de transmisión eléctrica vista aérea**

La figura 48 muestra la línea del estudio, pero se puede observar parte del terreno físico en el que está ubicada, mostrando que su ubicación no es de un solo tipo de suelo, sino que a lo largo de su trayectoria cambia el terreno.

Figura 48. **Vista aérea de línea de transmisión eléctrica**



Fuente: elaborado por el arquitecto Ali Vega, empleando Google Earth.

5.4. Resultados de las mediciones

Las mediciones se realizaron en un tiempo de 30 días aproximadamente, esto debido a que los lugares donde se encontraban las estructuras eran de difícil acceso, en algunas ocasiones no se podía ingresar vehículo por lo cual las actividades de hicieron caminando, provocando que los desplazamientos entre estructura a estructura fueran más lentos.

5.4.1. Resistividad del suelo

Para la obtención de estos parámetros se utilizó el método descrito en el apartado 5.2.1. La medición de resistividad del suelo se realizó en diez puntos diferentes en los cuales el terreno era natural y no un relleno de tierra extraído de algún otro lugar y colocado en el lugar donde se encuentran las estructuras.

Tabla XXIX. Resultados de medición de resistividad del suelo

Estructura Próxima	Resistividad del suelo medido en $\Omega \cdot m$	Tipo de suelo	Rango de resistividad en base al tipo de terreno	Valor en Rango
001	314	Terreno arenoso	Rango 5Ω - $3K\Omega$	En rango
011	359,71	Terreno arenoso	Rango 5Ω - $3K\Omega$	En rango
023	331,43	Terreno turba	$>1200\Omega$	En rango
031	1666,18	Terreno turba	$>1200\Omega$	Fuera de rango
039	392,69	Terreno turba	10Ω - $8K\Omega$	En rango
050	4704,1	Terreno pedregoso	10Ω - $8K\Omega$	Fuera de rango
060	1539	Terreno arenoso	Rango 5Ω - $3K\Omega$	En rango
068	45,55	Terreno pedregoso	Rango 10Ω - $8K\Omega$	En rango
100	23,13	Terreno pedregoso	Rango 10Ω - $8K\Omega$	En rango
110	261,38	Terreno pedregoso	Rango 10Ω - $8K\Omega$	En rango

Fuente: elaboración propia.

5.4.2. Resistencia de puesta a tierra

Para la obtención de los valores de resistencia de puesta a tierra se utilizó el método descrito en el apartado 5.2.2. La medición de resistencia de puesta a tierra se realizó en todas las estructuras por las cuales pasaba la línea de transmisión.

Todas las estructuras medidas durante el estudio estaban debidamente conectadas a su hilo de guarda, esto se pudo corroborar mediante una inspección visual llevada a cabo con binoculares mientras se recorría el circuito en actividades de mantenimiento previas al estudio.

Tabla XXX. **Resultados de medición de resistencia de puesta a tierra**

# De estructura	Valor de resistencia de puesta a tierra medido en Ω	Valor en rango de resistencia de puesta a tierra no mayor a 20Ω
001	19	EN RANGO.
002	4,5	EN RANGO.
003	3,22	EN RANGO.
004	2,81	EN RANGO.
005	6,32	EN RANGO.
006	4,39	EN RANGO.
007	4,35	EN RANGO.
008	6,62	EN RANGO.
009	14,08	EN RANGO.
010	4,8	EN RANGO.
011	4,4	EN RANGO.
012	8,4	EN RANGO.
013	5,1	EN RANGO.
014	4,29	EN RANGO.
015	3,52	EN RANGO.
016	5,46	EN RANGO.
017	5,11	EN RANGO.
018	5,39	EN RANGO.
019	4,84	EN RANGO.
020	4,31	EN RANGO.
021	7,94	EN RANGO.
022	5,26	EN RANGO.
023	12,41	EN RANGO.
024	5,1	EN RANGO.
025	5,27	EN RANGO.
026	4,96	EN RANGO.
027	7,85	EN RANGO.
028	6,68	EN RANGO.
029	5,46	EN RANGO.
030	12,77	EN RANGO.

Continuación de la tabla XXX.

031	7,83	EN RANGO.
032	7,41	EN RANGO.
033	7,45	EN RANGO.
034	9,07	EN RANGO.
035	5,43	EN RANGO.
036	6	EN RANGO.
037	6,94	EN RANGO.
038	8,68	EN RANGO.
039	6,8	EN RANGO.
040	6,11	EN RANGO.
041	12,42	EN RANGO.
042	5,01	EN RANGO.
043	5,21	EN RANGO.
044	87	FUERA DE RANGO.
045	8,83	EN RANGO.
046	8,4	EN RANGO.
047	6,99	EN RANGO.
048	6,3	EN RANGO.
049	5,4	EN RANGO.
050	6	EN RANGO.
051	10,56	EN RANGO.
052	4,69	EN RANGO.
053	6,5	EN RANGO.
054	7,6	EN RANGO.
*055	No se obtuvo medición	/
*056	No se obtuvo medición	/
057	5,4	EN RANGO.
058	5	EN RANGO.
059	43,5	FUERA DE RANGO.
060	6,12	EN RANGO.
061	3,14	EN RANGO.
061A	9,6	EN RANGO.
062	8,11	EN RANGO.
062A	23,6	FUERA DE RANGO.
063	3,6	EN RANGO.
064	3,93	EN RANGO.
065	3,98	EN RANGO.
*066	No se obtuvo medición	/
067	5,23	EN RANGO.
068	2,33	EN RANGO.
069	3,06	EN RANGO.
070	4,61	EN RANGO.
071	4,18	EN RANGO.
072	8,6	EN RANGO.
073	7,64	EN RANGO.
074	3,02	EN RANGO.
075	4	EN RANGO.

Continuación de la tabla XXX.

076	15,16	EN RANGO.
077	3,52	EN RANGO.
078	1,79	EN RANGO.
079	1,7	/
**080	La estructura no contaba con varilla.	/
*081	No se obtuvo medición.	/
082	173,6	FUERA DE RANGO.
083	17,2	EN RANGO.
084	28,57	FUERA DE RANGO
085	36	FUERA DE RANGO
086	22,2	FUERA DE RANGO
087	4,95	EN RANGO.
***088	94,9	FUERA DE RANGO
***089	117	FUERA DE RANGO
090	48,8	FUERA DE RANGO
091	16,06	EN RANGO.
*092	No se obtuvo medición.	/
093	15,07	EN RANGO.
***094	127,1	FUERA DE RANGO
***095	223,5	FUERA DE RANGO
***096	700	FUERA DE RANGO
097	43,1	FUERA DE RANGO
098	79,3	FUERA DE RANGO
***099	127	FUERA DE RANGO
100	10,81	EN RANGO.
***101	105	FUERA DE RANGO
102	86,9	FUERA DE RANGO
103	60,3	FUERA DE RANGO
***104	113,4	FUERA DE RANGO
105	21,98	FUERA DE RANGO
**106	La estructura no contaba con varilla.	/
**107	La estructura no contaba con varilla.	/
***108	334	FUERA DE RANGO.
***109	137,7	FUERA DE RANGO.
110	1,64	EN RANGO.
111	1,12	EN RANGO.
****112	Fuera de servicio	/

Fuente: elaboración propia.

- En la tabla anterior, tomar en cuenta lo siguiente: estructuras 55, 56, 66 y 92: se encuentran en terrenos de propiedad privada en los cuales se paga servidumbre para que pueda pasar la línea, pero las personas dueñas del lugar no permitieron el ingreso para que pudiesen llevarse a cabo las mediciones.
- ** Estructuras 80, 106 y 107: no contaban con electrodo de puesta a tierra instalado. Cuando se llegó al lugar donde se encontraban las estructuras se pudo apreciar que la tierra alrededor había sido excavada, al momento de buscar el electrodo de puesta a tierra se pudo apreciar que había sido robado de lugar, provocando que la estructura estuviera desprotegida.
- *** Estructuras 88, 89, 94, 95, 96, 99, 101, 104 y 109: no se logró obtener un buen contacto a tierra con los electrodos auxiliares del instrumento para poder obtener un valor fiable de resistencia de puesta a tierra, esto es debido a que estas estructuras se encontraban en zonas urbanas o muy rocosas, cuyo resultado era que el electrodo del instrumento no pudiera ser enterrado la profundidad requerida para llevarse a cabo las mediciones, o las distancias de separación no se podían cumplir.
- **** La estructura 112 no se encuentra conectada al sistema de transmisión, por lo cual no pude ser medida.

5.4.3. Medición de subestación de distribución de 69/13,8 kV

La medición de puesta a tierra en la subestación de distribución se realizó en cada uno de los pozos de tierra que se encuentran dentro de la subestación, en total se tienen cuatro pozos de tierra dentro de la subestación.

El método para la medición de la subestación fue descrito en el apartado 5.2.2 de este documento con la variante de que en lugar de colocar la pinza del instrumento en el electrodo de tierra esta se colocó en el conductor de puesta a tierra y el lagarto de referencia se colocó en el *main grounding bus bar* de cada uno de los cuatros pozos.

Tabla XXXI. **Pozo uno**

Conductor a tierra	Valor de resistencia a tierra en Ω	Valor en rango de resistencia de puesta a tierra no mayor a 10Ω
1	5,7	EN RANGO
2	5,3	EN RANGO
3	5,2	EN RANGO
4	7,6	EN RANGO
5	5,7	EN RANGO
6	7,7	EN RANGO
7	4,8	EN RANGO
8	8,4	EN RANGO
9	5,8	EN RANGO
10	3,11	EN RANGO

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXII. **Pozo dos**

Conductor a tierra	Valor de resistencia a tierra en Ω	Valor en rango de resistencia de puesta a tierra no mayor a 10Ω
1	2,13	EN RANGO
2	3,6	EN RANGO
3	5,4	EN RANGO
4	1,72	EN RANGO
5	1,70	EN RANGO
6	3,12	EN RANGO

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIII. **Pozo tres**

Conductor a tierra	Valor de resistencia a tierra en Ω	Valor en rango de resistencia de puesta a tierra no mayor a 10Ω
1	3,56	EN RANGO
2	1,41	EN RANGO
3	6,41	EN RANGO
4	9,25	EN RANGO

Fuente: elaboración propia.

Tabla XXXIV. **Pozo cuatro**

Conductor a tierra	Valor de resistencia a tierra en Ω	Valor en rango de resistencia de puesta a tierra no mayor a 10Ω
1	1,4	EN RANGO
2	2,7	EN RANGO
3	2,95	EN RANGO
4	3,5	EN RANGO
5	5,1	EN RANGO
6	12,7	NO EN RANGO

Fuente: elaboración propia.

5.5. Análisis de los resultados obtenidos durante las mediciones

Los resultados obtenidos de las mediciones de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra tanto en la línea de transmisión como en la subestación eléctrica de distribución son analizados en este apartado.

5.5.1. Análisis de la medición de resistividad del suelo

Los datos obtenidos durante la medición se pueden observar en la tabla XXIX de este documento, se tomó como referencia para establecer si los valores de resistividad están en los rangos medios los que se pueden observar en las tablas II y tabla III del documento.

Las mediciones fueron realizadas en tres tipos de suelo diferentes:

- El primer tipo de suelo se ubicaba dentro de una finca propiedad de la empresa dueña de la línea de transmisión, el terreno era predominantemente arenoso carente de algún tipo de vegetación y el suelo es seco.
- El segundo tipo de suelo se ubica de una finca privada donde se cultiva hoja de pacaya, en este lugar el suelo es predominantemente turba con vegetación densa, pero por la época estaba un tanto seco.
- El tercer tipo de suelo fue a la orilla de un barranco y de una carretera donde se podía apreciar que era un suelo pedregoso.

Las mediciones fueron llevadas a cabo en época seca, por lo tanto, se debieron humedecer las picas del instrumento de medición para llevar a cabo algunas mediciones, sobre todo en los suelos arenosos, esto para que pudiera existir un mejor contacto, de esta manera el instrumento no arrojara error por no existir un buen contacto de las picas con el terreno.

5.5.1.1. Tipo de suelo arenoso

El suelo arenoso está compuesto por minúsculas partículas de piedra y tiene una textura rasposa.

Figura 49. Gráfica terreno arenoso



Fuente. elaboración propia.

En esta gráfica podemos observar que los valores de resistividad del suelo se encuentran en el rango típico para un tipo de suelo arenoso. Los datos obtenidos no son idénticos entre sí y esto se debe a que mientras más adentro del terreno se transitaba, este se volvía más seco careciendo de humedad. Llegando al final, este limitaba con un suelo más húmedo donde existía vegetación, este terreno con el que delimitaba se trataba de la finca donde se cultivaba la hoja de pacaya.

Este terreno arenoso se caracterizaba por carecer de vegetación y ser seco al recibir la irradiación del sol la mayor parte del día, solamente al caer la tarde la intensidad de calor provocado por el sol se reducía. Las mediciones requirieron que fuesen humedecidas las picas del instrumento ya que marcaba errores de medición debido a las características del terreno.

Los valores obtenidos no provocan que se cree un aviso de mantenimiento para el terreno donde está ubicada la línea de transmisión.

5.5.1.2. Tipo de suelo pedregoso

El suelo pedregoso es un tipo de suelo que contiene formaciones rocosas con incrustaciones de piedra. Una de las características de este tipo de suelos es que son semi impermeables, impidiendo así la entrada del agua.

Figura 50. Gráfica terreno pedregoso



Fuente. elaboración propia.

La gráfica para los datos del terreno pedregoso no presenta un comportamiento en el cual los valores estén ya sea por debajo o por encima de sus valores típicos. Estas mediciones fueron llevadas a cabo en dos ubicaciones diferentes, la primera fue a la orilla de un barranco por el cual atravesaba la línea de transmisión y la segunda ubicación era a la orilla de la carretera.

En ambos terrenos se caracterizaban al igual que el terreno arenoso por carecer de humedad, aunque en este suelo sí se podían observar algún tipo de hojas creciendo entre las piedras, lo que nos hace concluir que la humedad de este tipo de suelo no es tan baja como la del arenoso. Por esta razón no se tuvo la necesidad de humedecer las picas para obtener los valores de resistencia del terreno.

Los valores obtenidos no provocan que se cree un aviso de mantenimiento para el terreno donde está ubicada la línea de transmisión.

5.5.1.3. Tipo de suelo turba

La turba es el sustrato que más se utiliza en el cultivo de todo tipo de plantas. Es económico, mantiene la humedad y es la tierra más recomendada para la mayoría de las macetas.

Figura 51. Terreno turba



Fuente. elaboración propia.

Para esta gráfica es donde se puede observar que uno de los valores obtenidos durante la medición es el que se sale del rango, mientras los otros dos se mantienen. Este valor fuera de rango supera en un 38 % más al límite permitido, lo cual provoca que se cree un aviso de mantenimiento para el terreno donde está ubicada la línea de transmisión.

El tipo de suelo donde se llevó a cabo la medición abundaba la vegetación, además que el suelo era bastante húmedo por lo cual no se requirió el tener que humedecer las picas del instrumento para obtener los valores característicos de resistividad del suelo.

5.5.2. Análisis de los resultados de la medición de resistencia de puesta a tierra para línea de transmisión de 69 kV

Las mediciones se llevaron a cabo en un período de un mes en época seca, los datos obtenidos se muestran en la tabla XXX, se tomó como valor más alto permitido para la resistencia de puesta a tierra el mostrado en la tabla IV. Durante el estudio no se llegó a medir ninguna torre de transmisión, ya que no existía ninguna en este circuito de transmisión en particular, razón por lo cual no se llegó a utilizar el accesorio de transformador de núcleo partido.

Se presentaron algunas complicaciones en la medición de las estructuras, algunas ya fueron expuestas en el apartado 5.4.2 de este documento, pero no fueron las únicas. Se tuvo, además, el inconveniente de que algunas varillas de puesta a tierra que se midieron durante el estudio presentaban desgaste, corrosión y otros tipos de daño, lo cual provocaba que algunos valores llegaran, incluso, a sobrepasar el valor recomendado para estructuras de 69 kV.

En otros casos las varillas no estaban correctamente instaladas lo que provocaba una medición errónea. Para estos casos se procedió a cambiar el electrodo de puesta a tierra por uno que estuviera en buenas condiciones o la correcta instalación de la varilla para la protección de la línea.

5.5.2.1. Datos por debajo del valor máximo recomendado

La figura 52 muestra la representación gráfica de los datos obtenidos durante la medición de resistencia de puesta a tierra para valores que no superan el valor máximo recomendado. Se puede observar el valor de estos datos en la tabla de resultados XXX.

Los datos que están por debajo del valor máximo presentan variaciones de unos a otros, esto se debe a muchos factores tales como el porcentaje de humedad y el tipo de suelo en donde se encuentra enterrado, lo cual ayuda a tener una menor resistencia de puesta a tierra para que al momento de que se produzca un evento la protección de puesta a tierra pueda actuar de manera efectiva y proteger el circuito de transmisión.

Otro elemento que influye en el valor de la puesta a tierra es el estado del electrodo de puesta a tierra ya que, si este se encuentra comprometido, darán un alto valor cuyo resultado es tener que cambiar el electrodo por uno en condiciones óptimas que pueda cumplir la función de aterrizar la estructura.

Figura 52. **Gráfica de datos en rango de valor de resistencia de puesta a tierra**



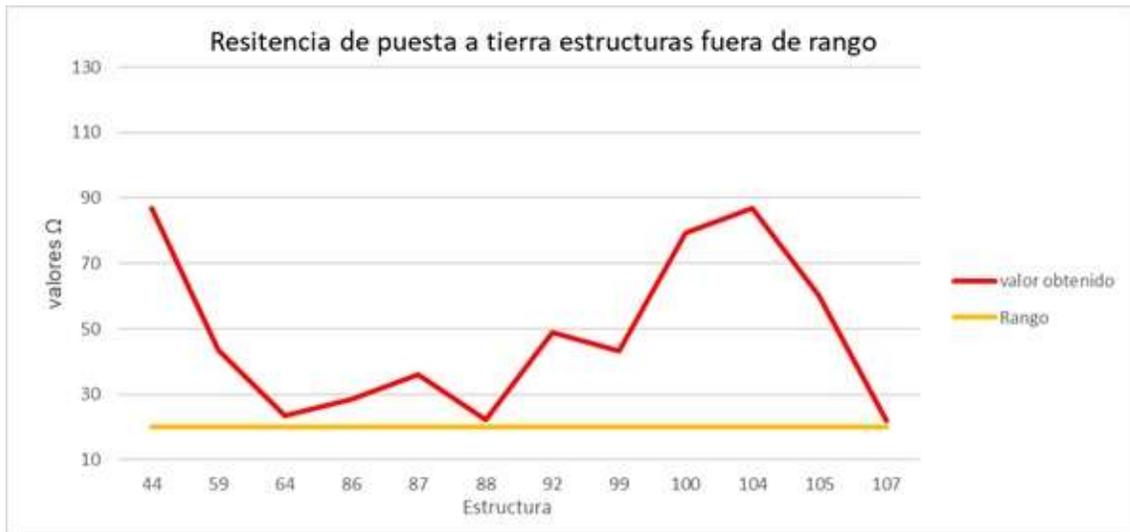
Fuente. elaboración propia.

5.5.2.2. Datos por encima del valor máximo recomendado

La gráfica 53 presenta todos los datos que sobre pasan el valor máximo de resistencia de puesta a tierra para estructuras de transmisión. Al igual que los datos graficados en la figura 52 estos valores que se presentan aquí no son iguales entre ellos. Existen valores que sobrepasan por una pequeña diferencia el valor el valor máximo recomendado, pero de igual manera se obtuvieron mediciones que sobrepasan el valor máximo recomendado con diferencias considerables, provocando de esta manera la creación de avisos de mantenimiento de carácter urgente para evitar posibles fallas sobre estos puntos críticos en el sistema.

Los electrodos de puesta a tierra encontrados a lo largo de esta medición son varillas de acero con una recubierta de cobre de aproximadamente 0,025 mm con un año de vida útil. Para el caso de los electrodos que arrojaron un alto valor de resistencia de puesta a tierra es debido a que la vida útil de dichas varillas llegó a su fin, provocando que su resistencia de puesta a tierra no fuera la óptima, lo que traería como consecuencia que al momento de existir un evento en el cual la protección a tierra debiese actuar, esta no lo haría de manera adecuada ya que sus valores no se encuentran en el rango óptimo para una adecuada protección.

Figura 53. **Gráfica de datos con valores fuera de rango de resistencia de puesta a tierra**



Fuente. elaboración propia.

5.5.3. **Análisis de los resultados de medición de resistencia a tierra en subestación eléctrica de distribución de 69/13,2 kV**

El valor de referencia tomado para establecer el valor máximo recomendado de puesta a tierra para los pozos a tierra de la subestación es el que se muestra en la tabla IV de este documento.

5.5.3.1. **Medición para el pozo de tierra núm. 1**

Para el pozo de tierra uno podemos observar en la figura 54 y en la tabla de resultados XXXI que los valores obtenidos durante el estudio no sobrepasan el valor máximo recomendado. Sin embargo, existen valores que están próximos a alcanzar el límite recomendado siendo el más crítico el obtenido en

la medición número ocho que alcanzó un valor de $8,4\Omega$, lo cual puede llegar a ser un problema si no se le presta la atención debida. Estos conductores a tierra se encontraban en un estado un tanto deteriorado lo cual afecta su valor. El promedio de resistencia de puesta a tierra para el pozo es de $5,9\Omega$

El pozo de tierra no amerita crear un aviso de mantenimiento por medición de puesta a tierra, pero si es prudente el revisarlo periódicamente para inspeccionar que los valores no se incrementen. Los conductores a tierra que están conectados al *main grounding* bus bar han de estar limpios para evitar que se dañen debido a suciedad o puedan llegar a corroerse.

Figura 54. **Gráfica datos pozo 1**



Fuente. elaboración propia, empleando Excel.

5.5.3.2. Medición para el pozo de tierra núm. 2

El comportamiento de los datos para este pozo lo podemos observar en la figura 55 y los valores que forman la gráfica son visibles en la tabla XXXII. Al igual que en el pozo uno el pozo dos no refleja inconvenientes, inclusive sus valores de resistencia de puesta a tierra son más bajos que el del pozo uno, puesto que no llegan a sobrepasar en promedio los 3 Ω de resistencia de puesta a tierra.

El pozo dos tampoco amerita el tener que crear un aviso de mantenimiento por medición de puesta a tierra, únicamente se hace la misma observación que para el pozo uno, el mantener los conductores de tierra limpios y sin suciedad.

Figura 55. Gráfica pozo dos



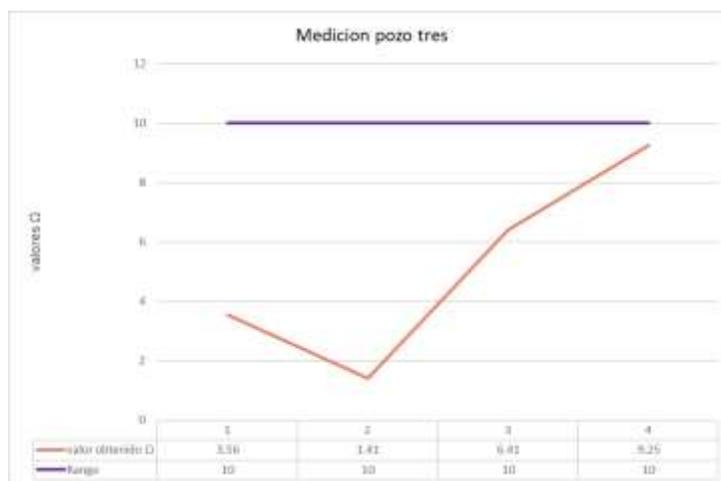
Fuente. elaboración propia, empleando Excel.

5.5.3.3. Medición para el pozo de tierra núm. 3

Para el pozo tres se aprecia que posee un valor de puesta a tierra bastante elevado, lo cual puede llegar a representar un problema en el futuro si no se trata con la importancia del caso. Los datos obtenidos para este pozo se pueden ver en la tabla XXXIII y su comportamiento está reflejado en la figura 56 donde claramente se ve la medición con valor elevado de resistencia de puesta a tierra que está muy cerca del límite máximo recomendado.

El promedio de resistencia de puesta a tierra es de $5,15 \Omega$ lo cual no es lo suficiente para crear un aviso de mantenimiento por medición de puesta a tierra, sin embargo, el valor de $9,25 \Omega$ obtenido en la medición número cuatro provoca el tener que inspeccionar el pozo para un monitoreo del comportamiento de sus valores de resistencia de puesta a tierra. Además, es también importante mantener los conductores a tierra limpios y libres de suciedad.

Figura 56. Gráfica pozo tres



Fuente. elaboración propia.

5.5.3.4. Medición para el pozo de tierra núm. 4

Para el pozo 4 se obtuvo un valor fuera del rango recomendado, este valor es el obtenido durante la medición seis, lo que provoca la creación de un aviso de mantenimiento sobre dicho punto para evitar posibles fallos. Los datos obtenidos durante la medición de este pozo en particular pueden ser observados en la tabla XXXIV y su comportamiento gráfico puede ser apreciado en la figura 57.

El promedio de resistencia de puesta a tierra es de $4,73 \Omega$ lo cual no es lo suficiente para crear un aviso de mantenimiento por medición de puesta a tierra, sin embargo, vale la pena crear un aviso de mantenimiento para la medición seis como se mencionó antes, ya que este valor sí sobrepasa el recomendado y es un punto de posible falla de la protección. Se realiza la misma recomendación que en las mediciones de los tres pozos anteriores la cual es mantener los conductores a tierra limpios y libres de suciedad.

Figura 57. Gráfica pozo cuatro



Fuente. elaboración propia.

5.6. Métodos propuestos para mejoramiento de resistividad del suelo y resistencia de puesta a tierra

Existen distintos métodos para lograr que se reduzca la resistencia eléctrica, en este apartado se listan los métodos que sirven para disminuir la resistencia de puesta a tierra. Claro que existen otros métodos, pero estos son los que se consideran los más apropiados para este estudio.

5.6.1. Tratamiento químico del suelo

El tratamiento químico del suelo surge como un medio de mejorar y disminuir la resistencia eléctrica del sistema de puesta a tierra sin necesidad de utilizar gran cantidad de electrodos.

Para elegir el tratamiento químico de un sistema de puesta a tierra se deben considerar los siguientes factores:

- Alto porcentaje de reducción inicial
- Facilidad para su aplicación
- Tiempo de vida útil
- Facilidad en su reactivación
- Estabilidad (mantener la misma resistencia por varios años)

Las sustancias que se usan para un eficiente tratamiento químico deben tener las siguientes características:

- Alta capacidad de gelificación
- Higroscopicidad
- No son corrosivas

- Químicamente estable en el suelo
- Inocuo para la naturaleza
- No ser tóxico
- Alta conductividad eléctrica

Existen varios tipos de tratamiento químico para reducir la resistencia en un sistema de puesta a tierra, los más usuales son:

- Bentonita
- Cloruro de sodio más carbón vegetal
- Tratamiento con geles
- Electrodo de grafito

5.6.1.1. Bentonita

Las bentonitas constituyen un grupo de sustancias minerales arcillosas que no tienen composición mineralógica definida y deben su nombre al hecho de haberse descubierto el primer yacimiento cerca de Fort Benton, en los estratos cretáceos de Wyoming en 1848. Aun cuando las distintas variedades de bentonitas difieren mucho entre sí, en lo que respecta a sus propiedades respectivas, es posible clasificarlas en dos grandes grupos:

5.6.1.1.1. Bentonita sódica

En las que el ion sodio es permutable y cuya característica más importante es una marcada tumefacción o hinchamiento que puede alcanzar en algunas variedades hasta 15 veces su volumen y 5 veces su peso.

5.6.1.1.2. Bentonita cálcica

Son en las que el ion calcio es permutable, tiene menor capacidad para absorber agua y por consiguiente solo se hinchan en la misma proporción que las demás arcillas.

Las bentonitas molidas retienen las moléculas del agua, pero la pierden con mayor velocidad con la que la absorben debido a la sinéresis provocada por un exiguuo aumento en la temperatura ambiente, al perder el agua pierden conductividad y restan toda compactación lo que deriva en la pérdida de contacto entre el electrodo y el medio, elevándose la resistencia del pozo ostensiblemente. Una vez que la bentonita se ha armado, su capacidad de absorber nuevamente agua es casi nula.

5.6.1.2. Cloruro de sodio más carbón vegetal

El cloruro de sodio forma una solución verdadera muy conductiva que se precipita fácilmente junto con el agua por efecto de la percolación, capilaridad y evapotranspiración; la solución salina tiene una elevada actividad corrosiva con el electrodo, reduciendo ostensiblemente su tiempo de vida útil, la actividad corrosiva se acentúa si el electrodo es de hierro cobreado (*copperweld*).

Si bien es cierto que el cloruro de sodio disuelto en agua no corroe al cobre (por ser un metal noble) no es menos cierto que la presencia de una corriente eléctrica convertirá al sistema, cobre - solución cloruro de sodio, en una celda electrolítica con desprendimiento de cloro y formación de hidróxido de sodio en cuyo caso ya empieza la corrosión del cobre. El objetivo de la aplicación del carbón vegetal molido es aprovechar la capacidad de este para absorber la humedad del medio, (puesto que el carbón vegetal seco es aislante)

y retener junto a esta algunos de los electrolitos del cloruro de sodio que se percolan constantemente.

5.6.1.3. Tratamiento con geles

Consiste en tratar el terreno con dos soluciones acuosas que se mezclan y conjuntamente forman un gel. Son compuestos gelatinosos que permiten al terreno mantener una estabilidad química y eléctrica por aproximadamente de 4 a 6 años.

El método de aplicación consiste en incorporar a la zanja los electrolitos que, aglutinados bajo la forma de un gel, mejoren la conductividad de la tierra y retengan la humedad por un periodo de tiempo prolongado. De esta manera se garantiza una efectiva reducción de la resistencia eléctrica y una estabilidad que no se vea afectada por las variaciones climáticas.

5.6.1.4. Electrodo de grafito

El electrodo de grafito está indicado para terrenos con un alto índice de corrosión, o en condiciones extremas de temperatura. Puede instalarse como único electrodo de puesta a tierra, o para la mejora de tomas de tierra de electrodos de pica o placa.

5.6.1.4.1. Características y beneficios

- Electrodo de alto rendimiento y alta conductividad.
- Se suministra en el interior de un saco de algodón orgánico relleno de grafito en polvo, y sales conductoras.

- Presenta un buen comportamiento frente a corrosiones químicas típicas de los sistemas de puesta a tierra (reacción de reducción-oxidación, óxido reducción o reacción redox).
- Mayor vida útil que la mayoría de los electrodos metálicos, debido a su mínima degradación por corrosión.
- Mejora de las propiedades de contacto eléctrico entre el electrodo de grafito y el terreno mediante sales conductoras y polvo de grafito, haciendo que las fisuras del terreno alrededor de dicho electrodo queden firmes.

5.6.2. Aumento de la distancia entre ejes de los electrodos

Normalmente la distancia entre ejes de los electrodos debe ser $\geq 4L$ siendo L la longitud del electrodo; pero en los casos donde se requiera obtener resistencias eléctricas muy bajas y exista disponibilidad de área de terreno, las distancias entre ejes de los electrodos deberán ser lo máximo posible; pues a mayor distancia entre ejes de electrodos, mayor será la reducción de la resistencia por obtener; y ello por el fenómeno de la resistencia mutua entre electrodos.

5.6.3. Aumento del número de electrodos en paralelo

Aumentar el número de electrodos conectados en paralelo disminuye el valor de la resistencia equivalente, pero esta reducción no es lineal puesto que la curva de reducción tiene tendencia asintótica a partir del 6to. o 7mo. electrodo y, además, existe el fenómeno de la resistencia recíproca.

Supongamos un caso en el que una resistencia de puesta a tierra de 300 Ω , según la ecuación de sumatoria de resistencias en paralelo al aumentar un electrodo (el segundo) obtendríamos aproximadamente 150 Ω al aumentar un tercero 100 Ω y para llegar a 5 Ω tendríamos que enterrar 60 electrodos. Lo más común es no colocar más de diez electrodos formando un anillo alrededor de la estructura, ya que si colocamos más de este número la resistencia de puesta a tierra en lugar de verse reducida irá en aumento por lo electrodos instalados.

5.7. Plan de mantenimiento propuesto para línea de transmisión y subestación de distribución

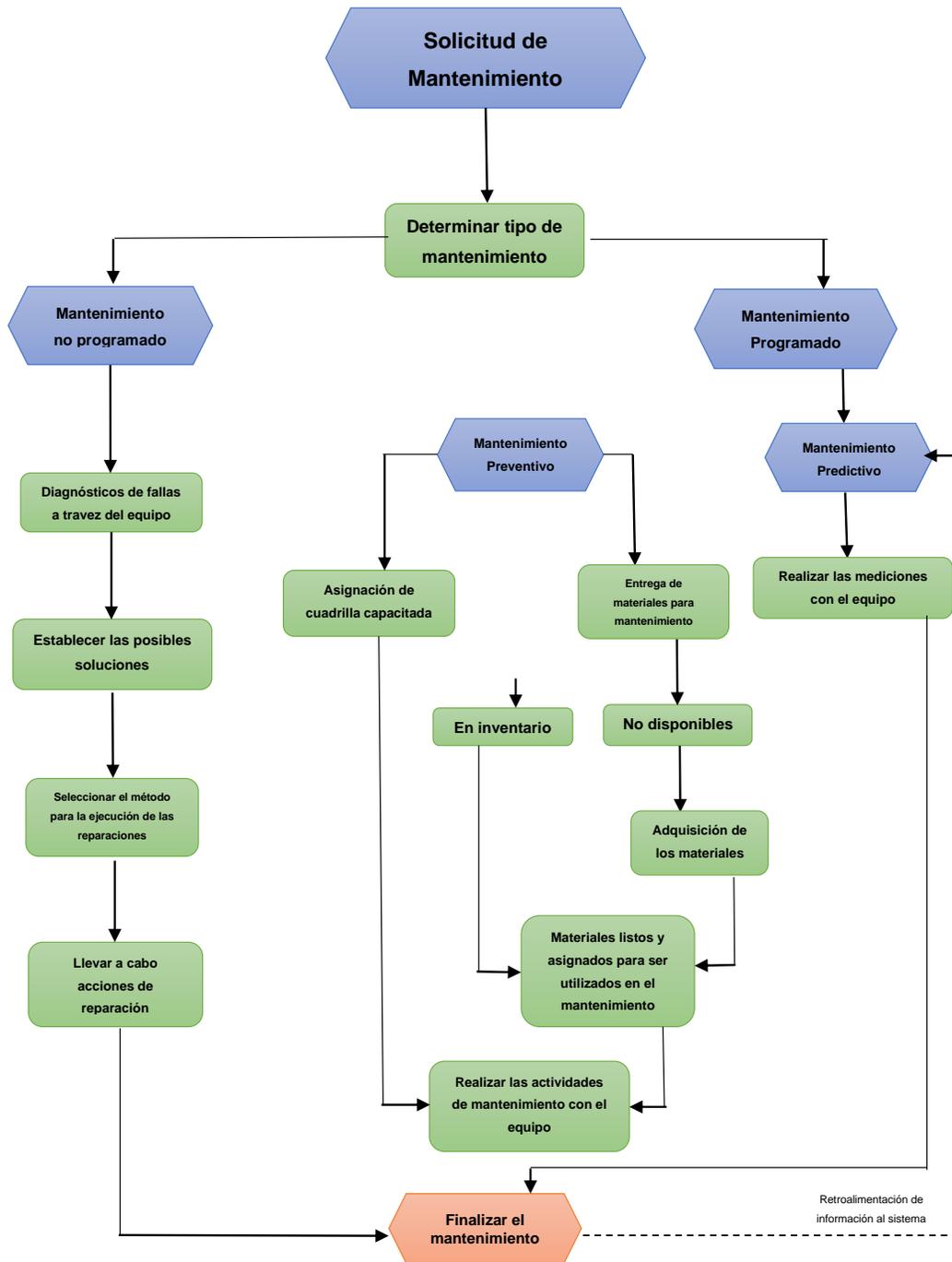
El plan de mantenimiento propuesto para la línea de transmisión y subestación eléctrica de distribución es:

- Realizar mediciones de resistividad del terreno y resistencia de puesta a tierra dos veces al año, durante la época seca y durante la época de lluvia, esto con la finalidad de mantener un valor siempre por debajo del máximo recomendado en ambas estaciones del año.
- Mantener un histórico de cuándo fueron cambiado por última vez los electrodos de puesta a tierra, ya que estos únicamente poseen una vida útil de un año.
- Dar prioridad en la medición a los electrodos que están próximos a cumplir un año de uso, si los mismos aún mantienen un valor que esté por debajo del máximo recomendado dejarlo instalado y revisarlo nuevamente en la segunda medición del año.

- Si una estructura, a pesar de habersele cambiado su electrodo de puesta a tierra sobrepasa el valor máximo recomendado, utilizar uno de los métodos de tratamiento de suelo expuestos en el apartado 5.6 de este documento para mejorar su valor de resistencia de puesta a tierra.
- Mantener limpios y libres de suciedad o corrosión los conductores a tierra en la subestación.
- Revisar que los *main grounding* bus bar de los pozos no se encuentren dañados, ya que esto puede ser una falla potencial para el sistema de tierra.
- Revisar los puntos de soldadura y uniones a los conductores de puesta a tierra, sobre todo, si se expande la subestación de distribución por aumento de carga a los circuitos que alimenta.
- Realizar nuevamente las mediciones de puesta a tierra en la subestación si se conectara un nuevo equipo y aterrizarlo en el pozo que posea menos equipos conectados a él.

En la figura 58 se representa el diagrama de flujo para llevar a cabo el proceso de mantenimiento a través de mediciones de resistividad y puesta a tierra para la línea de transmisión y subestación de distribución.

Figura 58. Diagrama de flujo mantenimiento



Fuente: elaboración propia.

CONCLUSIONES

1. El método propuesto y utilizado para llevar a cabo el estudio de resistencia de puesta a tierra es el de comprobación selectiva. Se utilizó este método ya que el instrumento al poseer un control de frecuencia automático permite el filtro de ruido producido por la estructura anterior y posterior a la que estamos midiendo, lo que permite realizar las pruebas sin tener que desconectar el sistema.
2. El plan de mantenimiento propuesto para este estudio consiste en realizar dos mantenimientos predictivos por medio de mediciones. Las mediciones se llevarán a cabo, durante el verano y la otra en el invierno, esto para mantener al sistema de protección dentro de los valores aceptables de operación, cualquier acción correctiva debe realizarse antes de llevar a cabo el próximo mantenimiento.
3. Los errores que pueden llegar a presentarse durante las mediciones son: el no dejar el adecuado espaciamiento entre las picas como lo recomienda el fabricante del instrumento, el no enterrar las picas a la profundidad recomendada para la obtención de los valores a través del instrumento.
4. El sistema de protección de puesta a tierra, en general, se encuentra en buen estado, puede mejorarse si se atienden los planes de mantenimiento y tomando a tiempo las acciones correctivas correspondientes, de esta manera el sistema de tierra podrá mantener los valores recomendados.

RECOMENDACIONES

1. Al momento de ejecutar los mantenimientos por medio de mediciones al obtener un resultado de puesta a tierra que no esté en rango, ya sea para una estructura o un equipo de subestación, este debe ser corregido para evitar posibles puntos de falla en el sistema eléctrico.
2. Realizar las mediciones con suficiente tiempo de anticipación a la llegada de las estaciones de clima (verano e invierno) ayudara a mantener el sistema preparado para cualquier eventualidad que pueda suceder debido a condiciones atmosféricas.
3. Tener las mediciones ya realizadas y las acciones correctivas ya ejecutadas para antes de la época de lluvia es fundamental para evitar posibles problemas sobre todo en la línea de transmisión.
4. Mantener personal capacitado y con la adecuada inducción a los mantenimientos por medio de mediciones que permiten la resolución de problemas que pueden llegar a presentarse al momento de llevarse a cabo los mantenimientos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ACUÑA, Javier; IGLESIAS, Manuel; JARA, Javier. *Medida de resistividad de terreno*. Santiago, Chile: Universidad de Chile, 2011. 22 p.
2. AGUILLERO, Ignacio; MARTÍNEZ LOZANO, Miguel. *Técnicas modernas para la medición de sistemas de puesta a tierra en zonas urbanas (Extracto)*. [en línea]. <https://www.academia.edu/14835427/T%C3%89CNICAS_MODERNAS_PARA_LA_MEDICI%C3%93N_DE_SISTEMAS_DE_PUESTA_A_TIERRA_EN_ZONAS_URBANAS_EXTRACTO>. [Consulta: 11 de mayo de 2019].
3. ASTM D3633-98. *Standard test method for electrical resistivity of membrane pavement systems*. [en línea]. <<https://es.scribd.com/doc/315931529/D-3633-98-RDM2MZM-1>>. [Consulta: 3 de mayo de 2019].
4. ASTM G57-95a. *Standard test method for field measurement of soil resistivity using the wenner four-electrode method*. [en línea]. <<https://es.scribd.com/document/426952937/ASTM-G57-95A-2001-Standard-Test-Method-for-Field-Measurement-of-Soil-Resistivity-Using-the-Wenner-Four-Electrode-Method-2-en-es-1-en-es-1>>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].

5. EPM RA6-014. *Medida de resistividad eléctrica del suelo*. [en línea]. <https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aer_eas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-014MEDIDA DERESISTIVIDAD_V3.pdf>. [Consulta: 3 de mayo de 2019].
6. EPM RA6-015. *Medida de resistencia de puesta a tierra*. [en línea]. <https://www.epm.com.co/site/Portals/0/centro_de_documentos/proveedores_y_contratistas/normas_y_especificaciones/normas_aer_eas/grupo_6_Normas_de_montajes_complementarios/RA6-015MEDIDA DERESISTENCIA_V3.pdf>. [Consulta: 3 de mayo de 2019].
7. Especificación CFE 00JL0-28. *Red de puesta a tierra para estructuras de líneas de transmisión aéreas de 69 kV a 400 kV en operación*. México: Comisión Federal de Electricidad, 2015. 45 p.
8. Grupo EPM. *Especificación técnica para varilla de puesta a tierra*. [en línea]. <https://www.cens.com.co/Portals/2/Documentos/Norma_Actualizada/ET-TD-ME21-01%20VARILLA%20DE%20PUESTA%20A%20TIERRA%20-%20FORMATO%20NUEVO%202016.pdf>. [Consulta: 11 de mayo de 2019].
9. HC ENERGÍA. *Instalación de puesta a tierra para líneas aéreas de AT Ed. 1*. Provincia de Oviedo Asturias, España: HidroCantábrico Distribución Eléctrica, S.A.U., 2011. 6 p.

10. IEEE Std 142. *IEEE recommended practice for grounding of industrial and commercial power system*. New York, USA: IEEE Power and Energy Society, 2007. 225 p.
11. IEEE Std 81.2-1991. *Guide for measurement of impedance and safety characteristics of large, extended or interconnected grounding systems*. [en línea]. <https://standards.ieee.org/standard/81_2-1991.html>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
12. IEEE Std 81-1983. *Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a grounding system*. [en línea]. <<https://standards.ieee.org/standard/81-1983.html>>. [Consulta: 19 de mayo de 2019].
13. IEEE Std 81-2012. *Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a grounding system*. New York, USA: IEEE Power and Energy Society, 2012. 86 p.
14. Likinormas. *Electrodo de tierra*. [en línea]. <http://likinormas.micodensa.com/Especificacion/materiales_puesta_tierra/et492_sistema_puesta_tierra_acero_inoxidable>. [Consulta: 25 de mayo de 2019].
15. Lyncole Latam Blog. *Medición resistencia en torres de transmisión*. [en línea]. <<https://lyncolespanol.com/2010/11/28/medicion-resistencia-torres-de-alta-tension/>>. [Consulta: 25 de mayo de 2019].

16. MARTÍN LÓPEZ, Pedro. *Manual de estructuras de redes subtransmisión de energía eléctrica AT 69kV*. Bolivia: CRE, 2010. 56 p.
17. MORENO OSPINA, German; VALENCIA VELÁSQUEZ, Jaime; CÁRDENAS AGUDELO, Carlos; VILLA ACEVEDO, Walter. *Fundamentos e ingeniería de las puestas a tierra: respuestas ante fallas eléctricas y rayos*. Medellín, Colombia: Universidad de Antioquia, 2007. 192 p.
18. MOTOROLA Inc. *Standards and guidelines for communication sites R56*. USA: MOTOROLA Inc., 2005. 518 p.
19. NEC National Electric Code 2007. *Annual revision cycle*. [en línea]. <<https://www.nfpa.org/assets/files/AboutTheCodes/70/70-A2007-RO C.pdf>>. [Consulta: 11 de mayo de 2019].
20. Norma IRAM 2 281 - parte IV. *Código de práctica: Puesta a tierra de sistemas eléctricos, centrales, subestaciones y redes*. Argentina: Instituto Argentino de Recioalización de Materiales, 1989. 66 p.
21. OSHA 1910.269. *Occupational safety and health standard: electric power generation, transmission, and distribution*. [en línea]. <<https://www.osha.gov/laws-regs/regulations/standardnumber/1910/1910.269>>. [Consulta: 11 de mayo de 2019].
22. RAMÍREZ, Carlos Felipe. *Subestaciones de alta y extra alta tensión*. 2a ed. Colombia: Mejilla Villegas, Ingenieros Consultores, 1991. 767 p.

23. Wix.com. *Tipos de sistema de puesta a tierra*. [en línea]. <<http://ingenieriateslaele.wixsite.com/misitio-3/single-post/2019/05/08/Mantenimiento-de-un-pozo-a-tierra-y-su-importancia>>. [Consulta: 11 de mayo de 2019].

ANEXO

Anexo 1. Certificado de calibración del instrumento

FLUKE

Fluke Corporation Statement of Calibration Practices

Fluke Corporation certifies this product was calibrated with applicable calibration procedures during the manufacturing process. Fluke's certified ISO-9001 quality system controls these procedures.

The measurement standards and instruments used during the calibration of this product are traceable to SI units through internationally recognized measurement standards. Fluke's measurement standards are calibrated by comparison to higher level standards at planned intervals. This document is not a certificate of calibration or traceability.

To obtain a certificate of calibration contact the nearest Fluke Service Center to process an order to have your unit sent in for Calibration. A nominal fee is charged for calibration service.

Jason Shaffer,
Senior Manager of Global Quality
Fluke Corporation



Model/Serial Number: ST174715039B4  FLUKE 1625-2 KIT QTY 1

Calibration Date: 24. NOV. 2017

Fuente: Certificado incluido en la maleta de pruebas. Proveedor COMPRO.

