



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

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE PUESTAS A TIERRA EN
PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

Jackson René Berganza Espina

Asesorado por el Ing. Italo Villalobos Zea

Guatemala, mayo 2006.

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE PUESTAS A TIERRA EN
PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

**PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA**

POR

**JACKSON RENÉ BERGANZA ESPINA
ASESORADO POR EL ING. ITALO VILLALOBOS ZEA**

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, MAYO DE 2006.

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA**



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
VOCAL II	Lic. Amahán Sánchez Álvarez
VOCAL III	Ing. Julio David Galicia Celada
VOCAL IV	Br. Kennet Issur Estrada Ruiz
VOCAL V	Br. Elisa Yazminda Vides Leiva
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Edwin Efraín Segura Castellanos
EXAMINADOR	Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo
EXAMINADOR	Ing. Carlos Francisco Gressi López
SECRETARIA	Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

Cumpliendo 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 CONFIABILIDAD DE PUESTAS A TIERRA EN PLANTA
HIDROELECTRICA CHIXOY,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, en agosto de 2005.



JACKSON RENÉ BERGANZA ESPINA

**UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA**



FACULTAD DE INGENIERIA

Guatemala, 9 de diciembre del 2005.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Director
Escuela Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería
Universidad de San Carlos de Guatemala
Ciudad Universitaria

Señor Director:

Por este medio informo a usted que he revisado el trabajo de graduación titulado "ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE PUESTAS A TIERRA EN PLANTA HIDROELECTRICA CHIXOY", elaborado por el estudiante Jackson Rene Berganza Espina, previo a optar el título de Ingeniero Electricista, y que doy mi aprobación al mismo, en el entendido de que el autor de este trabajo y el suscrito, como asesor, somos responsables de su contenido.

Sin otro particular me suscribo ante usted.

Atentamente,



Ing. Italo Hernán Villalobos Zea
Asesor

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



Guatemala, 11 de mayo 2006.

FACULTAD DE INGENIERIA

Señor Director
Ing. Mario Renato Escobedo Martínez
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**Estudio de confiabilidad de puestas a tierra en Planta Hidroeléctrica
Chixoy, desarrollado por el estudiante; Jackson René Berganza Espina,**
por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

ID Y ENSEÑAR A TODOS

Ing. José Guillermo Bedoya Barrios
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERIA

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 de la estudiante; Jackson René Berganza Espina titulado: **Estudio de confiabilidad de puestas a tierra en Planta Hidroeléctrica Chixoy**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Mario Renato Escobedo Martínez

DIRECTOR



GUATEMALA, 15 DE MAYO 2,006.

Universidad de San Carlos
de Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.183.06

El Decano 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 Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DE CONFIABILIDAD DE PUESTAS A TIERRA EN PLANTA HIDROLÉCTRICA CHIXOY**, presentado por el estudiante universitario **Jackson René Berganza Espina**, procede a la autorización para la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Okimpo Paiz Recinos
DECANO



Guatemala, mayo de 2006

/cc

Todo por ti, Carolingia Mía
Dr. Carlos Martínez Durán
2006: Centenario de su Nacimiento

DEDICATORIA A

- DIOS,** por las bendiciones y la luz divina con que guía mi camino.
- MIS PADRES,** William Berganza y Celina Frine de Berganza, por su amor y apoyo incondicional, y sin cuyo esfuerzo no habría alcanzado esta meta.
- MIS HERMANOS,** Lisbeth Friné, Josué Orlando, William Alejandro.
- MI SOBRINO,** Luis Gustavo Berganza.
- MIS ABUELOS,** Rosalbina Sandoval, Elvira Chilín, Eligio Berganza.
- MIS TIOS Y PRIMOS,** con mucho cariño.
- MIS AMIGOS,** por compartir todos estos años de gran amistad.
- POR SER MUY ESPECIAL,** Zoila Maria Mayorga, por el apoyo incondicional.
- MI ASESOR,** Ing. Italo Villalobos Zea.
- A LA MEMORIA DE UN GRAN HOMBRE, QUE EN PAZ DESCANSA:** mi abuelo Octavio Espina por su humildad e inigualable sabiduría y por ser alguien que ocupa un lugar muy especial dentro de mi corazón.
- A LA UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA,** por el más generoso de los obsequios: la enseñanza.

AGRADECIMIENTO

Al Personal de la Planta Hidroeléctrica Chixoy, especialmente a los ingenieros Marvin Argueta, Edin Tujab y los señores Alejandro Martínez, Félix Cordero, Salvador Camaja, Álvaro de la Cruz, Juan José Mérida y Aníbal López, que con sus conocimientos en el ramo, colaboraron e hicieron posible el desarrollo del presente trabajo de graduación.

Al ingeniero Gustavo Orozco, por su valiosa participación en la elaboración del presente documento.

Al ingeniero Italo Villalobos, por su orientación, confianza y por proporcionarme los conocimientos que he adquirido a través de su esfuerzo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	VII
GLOSARIO	IX
RESUMEN	XI
OBJETIVOS	XIII
INTRODUCCIÓN	XV
1. PUESTAS A TIERRA	1
1.1 Conceptos Principales	1
1.1.1 Necesidad de la red de tierra	2
1.1.2 Disposiciones básicas de las redes de tierra	3
1.1.3 Clasificación de los sistemas de tierra por su uso	4
1.1.4 Configuración de sistemas de tierra	5
1.1.5 Consideraciones para el diseño de sistema de puesta a tierra de equipos eléctricos	7
1.2 Diseño de sistemas de tierra según IEEE-80	8
1.3 Elementos de la red de tierra	10
1.3.1 Conductores	10
1.3.2 Electrodo	10
1.3.3 Electrodo en concreto (hormigón)	13
1.3.4 Electrodo para pararrayos	13
1.3.5 Conectores y accesorios	14
1.4 Límites de corriente tolerable por el cuerpo humano	16
1.4.1 Los efectos de la corriente eléctrica	17
1.4.2 Resistencias del circuito de choque	21

1.4.3	Resistencia del cuerpo humano	23
1.4.4	Resistencia de contacto pie-suelo	24
1.5	Factores considerados en el diseño	25
1.5.1	Naturaleza del terreno	25
1.5.2	Resistencia de la red de tierra	28
1.5.3	Calibre del conductor de puesta a tierra	29
1.5.4	Corrientes máximas de cortocircuito a tierra	30
1.5.4.1	Tipos de falla a tierra	30
1.5.4.2	Factor de decremento	32
1.5.4.3	Tiempos de duración de la falla a tierra	33
1.5.4.4	Corriente máxima de red	33
1.5.5	Efecto de la resistencia de la red de tierra	34
1.5.6	Efecto de los hilos de guarda	34
1.6	Puesta a tierra de sistemas de bajo voltaje	35
1.6.1	Opciones para conexión a tierra en bajo voltaje	35
1.6.2	Conexión equipotencial	39
1.6.3	Sistema de protección para remover condición de falla	39
2.	MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO	41
2.1	Configuración de electrodos para medida	41
2.1.1	El método directo de dos terminales	42
2.1.2	El método Universal de caída de tensión	43
2.1.3	Método de Caída de Tensión de tres terminales	44
2.1.4	Método de caída de tensión de cuatro terminales	46
2.1.5	Método del IEEE Wiring Regulations	47
2.2	Sondeo Eléctrico Vertical	48
2.3	Interpretación de las curvas de resistividad aparente	50
2.3.1	Método de los quiebres de curvas de resistividad	50
2.3.2	Método de Curvas Patrón	50

2.4	Resistividad equivalente del terreno	51
2.5	Método de una Capa	52
2.5.1	Cálculo de la sección del conductor	53
2.5.2	Cálculo de potenciales de paso, contacto y de malla de la red de tierra	56
2.5.3	Potenciales de transferencia	58
2.6	Método de dos capas	59
2.6.1	Cálculo de potencial de malla	60
2.6.2	Cálculo de la longitud total de los conductores	61
2.6.3	Cálculo del potencial de paso	62
3.	CONDUCTORES DE TIERRA	65
3.1	Conductor de protección de circuito	65
3.1.1	Conductores de conexión	65
3.2	Electrodos de tierra	66
3.2.1	Barras	67
3.2.2	Placas	65
3.2.3	Electrodos horizontales	68
3.2.4	Mallas de tierra	69
3.2.4.1	Voltajes presentes en malla de tierra	70
3.2.5	Electrodo activo	72
3.3	Dimensionamiento de los conductores	73
3.3.1	Conductores de servicio y de protección	73
3.3.2	Valor mínimo de la sección de los electrodos de tierra	76

4. MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA	79
4.1 Barras	80
4.2 Planchas	81
4.3 Electrodo horizontales	81
4.4 Conexiones	82
4.4.1 Conexiones mecánicas	83
4.4.2 Conexiones bronceadas	84
4.4.3 Uniones exotérmicas	84
4.4.4 Conexiones soldadas en forma autógena	84
4.4.5 Capacidad de transporte de corriente de falla	85
4.5 Relleno	85
4.5.1 Bentonita	86
4.5.2 Yeso	87
4.6 Aporte de sales	87
4.7 Aplicación de Normas Internacionales	88
5. MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	89
5.1 Medición de la impedancia de electrodos de tierra	93
5.2 Comportamiento de electrodos de tierra	95
5.2.1 Efecto de incremento de la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme	95
5.2.2 Efecto de un incremento de longitud de un conductor horizontal	97
5.2.3 Efecto de incremento de la longitud del lado de una malla de tierra cuadrada	98
5.2.4 Efecto de aumento del radio de un electrodo de sección	99
5.2.5 Efecto de profundidad de enterramiento	99

5.2.6	Efecto de proximidad de electrodos	100
6.	DIAGNÓSTICO DE CONFIABILIDAD DE LA PUESTA A TIERRA	101
6.1	Comprobación de la continuidad eléctrica y la resistencia en ohms del cable, el estado de las abrazaderas y su tensado	101
6.2	Comprobación de la presencia de oxidación y fijación del tubo de protección	101
6.3	Comprobación de las conexiones con la red conductora y de la resistencia óhmica	102
6.4	Análisis teórico de parámetros reales con resultados de campo	102
6.5	Diagnóstico del estado real de parámetros.	103
6.6	Metrología aplicada a la medición de puestas a tierra.	103
7.	RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS	105
8.	PROPUESTA DE MONITOREO DEL SISTEMA DE TIERRAS DE CHIXOY	125
	CONCLUSIONES	133
	RECOMENDACIONES	135
	BIBLIOGRAFÍA	137
	ANEXO 1	139
	ANEXO 2	141
	ANEXO 3	145

INDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1. Curva de efectos de la corriente eléctrica	18
2. Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra	21
3. Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra	22
4. Tensión de transferencia	23
5. Variación de la resistividad del terreno en función de la temperatura y en función del porcentaje de humedad	26
6. Sistema TN-S	36
7. Sistema-TN-C-S	36
8. Sistema PNB	37
9. Sistema tipo TT	38
10. Sistema tipo IT	38
11. Método directo de dos terminales	43
12. Método universal de caída de tensión	44
13. Método de caída de tensión de tres terminales	45
14. Efecto de los campos eléctricos en los electrodos de corriente	46
15. Método de caída de tensión de cuatro terminales	47
16. Método del IEEE Wiring Regulations	48
17. Terreno multiestratificado	48
18. Configuración de electrodos para sondeo eléctrico vertical	49
19. Curva de resistividad aparente por sondeo vertical con curva patrón	49
20. Barra de Tierra	67
21. Placas de tierra	68

22. Electrodo horizontal	69
23. Mallas de tierra	70
24. Electrodo activo o raíz electrolítica	73
25. Resistencia frente a longitud de barra	96
26. Resistencia frente a longitud de barra en suelo estratificado	97
27. Resistencia frente a longitud de conductor horizontal	98
28. Resistividad frente a longitud de lado de un cuadrado	99
29. Planta. Casa de Maquinas. Hidroeléctrica Chixoy	133
30. Mediciones de Puesta a Tierra	134
31. Sala de mando. Transformadores. Seccionadores	142
32. Corrosión en puesta a tierra en Hidroeléctrica Chixoy	143

TABLAS

I. Valores máximos de corriente (C.A.) tolerables por el cuerpo humano	20
II. Valores máximos de corriente (C.D.) tolerables por el cuerpo humano.	20
III. Resistencia del cuerpo humano	24
IV. Valores de resistividad del terreno	25
V. Factores de decremento	32
VI. Calibres mínimos del conductor de cobre, que previene la fusión	55
VII. Conductores de cobre más utilizados para redes de tierra	55
VIII. Impedancias consideradas en el diseño de una malla de tierra	72
IX. Sección mínima de conductor de tierra de servicio	74
X. Sección mínima de conductores de protección	75
XI. Densidad de corriente para cable de electrodo de tierra	77
XII. Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones	85

GLOSARIO:

Fibrilación	Contracciones de las fibras musculares de ritmo irregular, alta frecuencia y pequeña amplitud, que no producen una contracción muscular fisiológicamente efectiva. Genera embolias pulmonares y cerebrales, disminuye el rendimiento cardíaco y puede desencadenar una insuficiencia cardíaca
Asintótica	Línea recta asociada con una curva, que tiene la propiedad de que si un punto se mueve a lo largo de la curva hacia infinito, la distancia del punto a la recta tiende hacia cero.
Higroscópico	Capacidad de una sustancia para absorber agua de la atmósfera. En áreas secas tiene la propiedad de autosellarse y no perder agua.
Geoeléctrica	Técnica que estudia la naturaleza y distribución de los campos eléctricos naturales o artificiales, con objeto de conocer la estructura y la composición del subsuelo.
Copperweld	Consiste en una varilla de hierro enfundada en una lamina de cobre. El cobre está adherido en forma continua a la varilla de hierro. Este material tiene la ventaja de la alta conductividad de cobre con la alta resistencia del hierro.

Pistola pedernal Proceso diseñado para ajustar el tipo específico de unión de conductores en una malla de tierra, su superficie queda curvada y marcada por anillos concéntricos produciendo ejes agudos. utilizando roca sedimentaria de origen químico constituida exclusivamente de sílice.

RESUMEN

Los sistemas se conectan a tierra para limitar las sobretensiones eléctricas debidas a descargas atmosféricas, transitorios en la red o contacto accidental con línea de alta tensión y para estabilizar la tensión eléctrica dentro de su funcionamiento normal. Los equipos se conectan a tierra de modo que ofrezcan un camino de baja impedancia, para las corrientes eléctricas de falla, y que facilite el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en caso de fallo a tierra.

Los materiales conductores que rodean a conductores, equipo eléctrico o que forman parte de dicho equipo, se conectan a tierra para limitar la tensión a tierra de esos materiales, para facilitar el funcionamiento de los dispositivos de protección contra sobrecorriente en caso de falla a tierra.

Muchos de los peligros del personal y los equipos se producen porque la puesta a tierra de los equipos o estructuras metálicas es pobre o no existe. Sin importar si el sistema cuenta con una puesta a tierra o no, las consideraciones de seguridad exigen que los equipos y estructuras se aterricen. Las fallas accidentales a tierra son inevitables. Los pasos de corriente a tierra por fallas en el aislamiento entre las bobinas y la carcasa o estructura de los motores, se pueden dar por la grasa u otros materiales que se pueden encender con las chispas o con calentamiento.

En la ejecución de una eficiente puesta a tierra se debe considerar una serie de parámetros que influyen en el tiempo de vida útil de una puesta a tierra.

Es conocido que una buena puesta a tierra debe presentar una baja resistencia, una buena capacidad de conducción y el poder mantener estas condiciones en el tiempo.

La resistencia de la puesta a tierra de un electrodo depende principalmente de factores como la resistividad del suelo en la zona adyacente al electrodo, y las características físicas y disposición de los electrodos.

El diseño de un sistema de tierras se debe considerar que van a estar operando en presencia de humedad, polvo e insectos, por lo que se requiere que el diseño sea apropiado para las condiciones de este medio ambiente y contar con facilidad para recibir mantenimiento.

OBJETIVOS

General

Elaborar un diagnóstico del estado físico y valores nominales de los parámetros de las pruebas a tierra mediante pruebas prácticas en casa de máquinas, y de la subestación de la Planta Hidroeléctrica Chixoy para determinar su confiabilidad y proponer un monitoreo de control.

Específicos

1. Realizar la comprobación del funcionamiento de las puestas a tierras de la Planta Hidroeléctrica Chixoy, para disipar las corrientes eléctricas en la tierra sin exceder los límites de operación del equipo.
2. Desarrollar la protección preventiva necesaria para que personas en la vecindad de la red de tierras, no esté expuesta al peligro de choque eléctrico debido a una falla en el sistema.
3. Analizar el valor de todos los parámetros como valor óhmico de la puesta a tierra y estado físico cuando por la red circula una corriente de falla a tierra.

INTRODUCCIÓN

Las estadísticas de accidentes en la industria eléctrica presentan evidencias claras de que muchos de los daños personales los provocan los choques eléctricos, como resultado de contacto con elementos metálicos, que normalmente no están energizados y que se espera permanezcan no energizados. Estos daños se podrían eliminar usando un equipo efectivo de puesta a tierra.

Cuando hay contacto no intencional entre un conductor eléctrico y la armazón o estructura metálica que lo encierra (o que está adyacente), ésta tiende a energizarse al mismo nivel del voltaje que existiera en el conductor energizado. Para oponerse a esta tendencia y para evitar un accidente de choque eléctrico, el conductor de puesta a tierra del equipo debe ofrecer una trayectoria de impedancia baja, desde la armazón hasta la referencia de potencial cero en la unión en la entrada de la fuente de servicio.

La impedancia del conductor de puesta a tierra debe ser suficientemente baja como para aceptar la magnitud total de la corriente de falla a tierra, sin provocar una caída de voltaje peligrosa. Está claro que el factor determinante para las características del conductor, será el valor de la corriente de falla del sistema de suministro. Además de buscar que el peligro de accidente al choque eléctrico por voltaje sea bajo, el conductor de puesta a tierra debe funcionar conduciendo la corriente total de la falla a tierra (en magnitud y duración), sin elevar excesivamente la temperatura o sin causar la expulsión de chispas o arcos que puedan iniciar un incendio.

1. PUESTAS A TIERRA

1.1 Conceptos Principales

Por muchos años, el tema de “puestas a tierra” ha sido considerado como uno de los más controversiales en los reglamentos de instalaciones eléctricas y se le han llegado a dar distintas interpretaciones, en realidad de lo que se trata es de dar una mayor claridad al concepto de conexión a tierra.

La puesta a tierra es uno de los aspectos principales para la protección contra sobretensiones en las subestaciones, a la cual se conectan los neutros de los aparatos, los cables de guarda, las estructuras metálicas, los tanques de los aparatos y todas aquellas partes metálicas que deben estar a potencial de tierra.

La tierra en su conjunto se clasifica propiamente como un conductor y por conveniencia se supone su potencial como cero. Basándose en la composición de la tierra, la resistencia de la misma puede variar dentro de un rango muy amplio de un lugar a otro. La tierra esta compuesta de muchos y diferentes materiales algunos de los cuales, cuando esta seca son muy pobres conductores de la electricidad.

Una **puesta a tierra** está formada por un conjunto de electrodos unidos eléctricamente u otros elementos enterrados, que tienen como misión forzar la derivación al terreno de las intensidades de cualquier naturaleza que se puedan

originar, ya sea de corrientes de defecto a frecuencia industrial (60Hz) o de descargas atmosféricas.

1.1.1 Necesidad de la red de tierra

La necesidad de contar con una red de tierra en las subestaciones es la de cumplir con las siguientes funciones:

- a) Limitar las sobretensiones por descargas atmosféricas o por operación de interruptores.
- b) Proporcionar un circuito de muy baja impedancia para la circulación de las corrientes de tierra, ya sea que se deban a una falla de cortocircuito o a la operación de un pararrayo, sin exceder los límites de operación de los equipos.
- c) Evitar que durante la circulación de estas corrientes de tierra en condiciones de cortocircuito puedan producirse diferencias de potencial entre distintos puntos de la subestación, lo cual significa un peligro para el personal.
- d) Facilitar mediante sistemas de relevadores o microcomputadoras la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- e) Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.
- f) Proporcionar potencial cero a tierra para los gabinetes, carcazas y equipo no conductor
- g) Limitar voltajes excesivos por ondas entrantes en la línea, cruzamientos con líneas de mayor voltaje y por efecto de las descargas atmosféricas.

En los siguientes circuitos de corriente alterna (C.A), se requiere que sean conectados a tierra:

- 1 Circuitos de C.A. menores de 50 volts.
- 2 Circuitos de C.A. de 50 a 1000 volts.

- 3 Circuitos de C.A. de 1kV y mayores
- 4 Sistemas con derivaciones separadas.

Los circuitos que no se deben aterrizar son:

- 1 Circuitos para grúas eléctricas que operen sobre fibras combustibles.
- 2 Circuitos que operen en hospitales con áreas de cuidados intensivos, tales como áreas de anestesia.

1.1.2 Disposiciones básicas de las redes de tierra

Para las redes de tierra se consideran tres sistemas:

- a) Radial
- b) De anillo
- c) De malla

a) Sistema radial

Este sistema es el más económico, pero el menos seguro ya que al producirse una falla en cualquier parte de la subestación se obtienen altos gradientes de potencial. Se utiliza para corrientes de tierra bajas. El sistema consiste en uno o varios electrodos, de los cuales se conectan las derivaciones a cada aparato.

b) Sistema de anillo

Consiste en instalar un cable de cobre de suficiente calibre (aproximadamente 1000 MCM) alrededor de la superficie ocupada por el equipo de la subestación, conectando derivaciones a cada aparato mediante un cable mas delgado (500 MCM o 4/0 AWG); si el anillo es cuadrado conviene

conectar electrodos de tierra en sus vértices. Es un sistema menos económico que el anterior. Los potenciales peligrosos disminuyen al disiparse la corriente de falla por varios caminos, lo que origina gradientes de potencial menores. Se utiliza para corrientes de cortocircuito intermedias.

c) Sistema de malla

Es el mas utilizado en los sistemas eléctricos y consiste, como su nombre lo indica, en una retícula formada por cable de cobre (aproximadamente 4/0 AWG), conectada a través de electrodos de varillas de copperweld a partes mas profundas para buscar zonas de menos resistividad. Este sistema es el más eficiente, pero el mas caro de los tres.

1.1.3. Clasificación de los sistemas de tierra por su uso

a) Sistema de tierra para protección

Significa drenar a tierra las corrientes de falla de todos los elementos metálicos (no conductores) que formen parte de la instalación eléctrica, incluyendo equipos para protección de las personas.

b) Sistema de tierras para funcionamiento

Se refiere a que una parte del sistema eléctrico debe mantenerse a potencial de tierra para su buen funcionamiento; en los sistemas de distribución, los neutros de los transformadores, generadores, bases de los apartarrayos, los circuitos de comunicación para eliminar ruidos e interferencias; en los circuitos electrónicos, para señal de referencia.

c) Sistema de tierra provisional

Es una puesta a tierra con carácter provisional que debe garantizar seguridad a la integridad física de las personas. Es común utilizarla en trabajos de mantenimiento de elementos eléctricos, que normalmente se hallan energizadas y temporalmente fuera de servicio.

1.1.4 Configuración de sistemas de tierra

Para la correcta operación del sistema eléctrico y dado que se involucran equipos electrónicos, se construirán cuatro tipos de sistema de tierras:

- Sistema de Tierras para Electrónica
- Sistema de Tierras para Fuerza
- Sistema de Tierras de Pararrayos
- Sistema de tierras para señales electromagnéticas y cargas estáticas

a) Sistema de Tierras para Electrónica

Utilizado para la puesta a tierra de los equipos electrónicos y de control, consta de una serie de electrodos instalados remotamente del local de unidades, enlazados entre si por medio de cobre desnudo calibre 4/0 AWG. Dado que en este sistema no se considera la conducción a tierra de grandes corrientes de falla, para su elección se considera la resistividad existente en el terreno, el tipo de electrodo seleccionado es función de la capacidad del interruptor que protege a los circuitos en cuestión.

Este sistema debe estar completamente aislado del sistema de tierras de pararrayos y enlazado al sistema de tierras para fuerza, la resistencia a tierra máxima en este sistema debe ser de 2 Ohms, en el caso de no alcanzar la

resistencia deseada, se instalará, algún elemento químico para reducir la resistividad del terreno y alcanzar así, la resistencia a tierra requerida.

b) Sistema de Tierras para Fuerza

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 con respecto a 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 y en fin, todos los elementos sujetos a corrientes eléctricas importantes de corto circuito y sobretensiones en condiciones de falla.

La puesta a tierra de los elementos se hará mediante cable de cobre desnudo Cal 1/0 AWG. A las concentraciones de tableros para cada nivel de cada módulo, los tableros para el sistema normal – emergencia de energía se conectará con cables paralelos de calibre adecuado a la capacidad del interruptor termomagnético principal de cada tablero. La resistencia a tierra en cualquier punto del sistema, no debe ser mayor a 10 Ohms.

c) Sistema de Tierras en Pararrayos.

Como su nombre lo indica, se destina para drenar a tierra las corrientes producidas por descargas atmosféricas y se conforma con electrodos tipo copperweld. La distancia del edificio con respecto al hincado del electrodo, no debe ser menor a 2.50 metros. 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 ohms, para lo cual en caso necesario, se implementarán arreglos de electrodos en Delta y/o un agregado de elementos químicos para reducir la resistividad del terreno.

d) Sistema de Tierras Para Señales Electromagnéticas y Cargas Estáticas.

El principio utilizado para este sistema es el de una jaula de Faraday, que es en pocas palabras un cuarto blindado contra interferencias de radiofrecuencias. Esta jaula aísla al receptor de las fuentes radiales y permite observar con precisión su funcionamiento con señales débiles calibradas que se generan cuidadosamente en el interior de la jaula, teniendo así un medio libre de interferencia en el cual es posible efectuar medidas a bajo nivel.

1.1.5 Consideraciones para el diseño de sistema de puesta a tierra de equipos eléctricos

Un sistema de puesta a tierra bien diseñado, considera:

1. Emplear las tuberías metálicas roscadas como conductores de puesta a tierra.
2. Usar los interruptores automáticos con detector de falla a tierra.
3. Colocar el conductor de puesta a tierra de equipos junto con los cables de líneas y del neutro del mismo circuito, por dentro de la misma canalización metálica.
4. Que no obstante se corran cables en paralelo por diferentes canalizaciones, el calibre de todos los cables de puesta a tierra se calcule únicamente con el valor de la protección.

1.2 Diseño de sistemas de tierra según la norma IEEE-80

Esta norma cubre principalmente subestaciones tipo exterior, con aislamientos convencionales o en gas, incluyendo subestaciones de Distribución, Transmisión y Plantas Generadoras. Con la debida precaución, estas normas pueden emplearse en el cálculo de los sistemas de tierra a algunas partes interiores de tales subestaciones. Los propósitos de esta guía son:

1. Establecer, como bases del diseño, los límites seguros de diferencias de potencial que pueden existir en una subestación bajo condiciones de falla entre puntos que puedan ser contactados por el cuerpo humano.
2. Proporcionar un procedimiento para el diseño de sistemas de tierra prácticos, basados en criterios de seguridad.

En principio, un diseño de tierra seguro tiene dos aplicaciones:

1. Proporcionar los medios para transportar las corrientes eléctricas hacia la tierra bajo condiciones normales y de falla sin exceder algún límite de operación o de equipo o afectar adversamente la continuidad del servicio.
2. Asegurar que una persona dentro del área aterrizada no este expuesta al peligro de descargas (o choques) eléctricas críticas.

Para lograr un sistema de tierra seguro, se debe esforzar por controlar la iteración de dos sistemas de tierra:

1. La tierra intencional, consistente de electrodos de tierra enterrados debajo de la superficie de la tierra.

2. La tierra accidental, establecido temporalmente por una persona expuesta a un gradiente de potencial dentro del área aterrizada.

Si no se toman en cuenta las precauciones adecuadas en el diseño, los gradientes de potencial máximo a lo largo de la superficie de tierra pueden ser de magnitud suficiente durante las condiciones de falla a tierra para poner en peligro una persona en el área. Además, diferencias de potencial peligrosos pueden desarrollarse entre estructuras o equipos que estén aterrizados y próximos. Las circunstancias que hacen que los accidentes por choque eléctrico sean posibles son:

- Corrientes de falla a tierra relativamente altas con relación al área del sistema de tierra y su resistencia a tierra remota.
- Resistividad del terreno y distribución de las corrientes de tierra tal que gradientes de potencial altos puedan ocurrir en puntos en la superficie del terreno.
- Presencia de un individuo en ese punto, tiempo y posición tal que el cuerpo sea un puente entre dos puntos de diferencia de potencial alta.
- Ausencia de suficiente resistencia de contacto u otras resistencias serie para limitar la corriente a través del cuerpo a un valor seguro bajo las circunstancias anteriores.
- Duración de la falla y del cuerpo y, por lo tanto, del flujo de corriente a través del cuerpo humano por un tiempo suficiente para causar daño.

La infrecuencia de accidentes de este tipo se debe a que es muy improbable que todas las condiciones desfavorables mencionadas anteriormente coincidan.

En la práctica, las normas técnicas para instalaciones eléctricas establecen que la resistencia de una varilla o electrodo de tierra no debe exceder a 25 ohms. Esto se tomó como un límite superior y es una regla

general, sin embargo, en muchos casos se requiere de una resistencia mucho menor por seguridad. Para las subestaciones eléctricas grandes, la resistencia de tierra no debe exceder a 1ohm, en tanto que para las subestaciones eléctricas pequeñas una resistencia menor o igual a 5 ohm se considera adecuada.

1.3 Elementos de la red de tierra

1.3.1 Conductores

Los conductores que se utilizan en la red de tierra son de cobre de calibre arriba de 4/0 AWG dependiendo del sistema que se utilice. Se escoge el calibre mínimo de 4/0 en cobre por razones mecánicas, ya que eléctricamente pueden usarse cables de cobre hasta el número 2 AWG. Para sistemas en anillo se acostumbra usar cable de cobre de 1000 MCM y, en cambio, para sistemas de malla se usa actualmente de 4/0 como ya lo habíamos mencionado.

Se utiliza el cobre por su mejor conductividad eléctrica y térmica pero sobre todo, por su resistencia a la corrosión, debido a que es catódico respecto a otros materiales que pudieran estar enterrados cerca de él.

1.3.2 Electrodo

Son las varillas que se clavan en terrenos más o menos blandos y que sirven para aumentar la longitud del conductor de la red de tierra en terrenos pequeños o en terrenos secos para encontrar zonas más húmedas y, por tanto, con menor resistividad eléctrica. Son especialmente importantes en terrenos

desprotegidos de vegetación y cuya superficie, al quedar expuesta a los rayos del sol está completamente seca.

Los electrodos pueden fabricarse con tubos o varillas de hierro galvanizado o bien con varillas de copperweld. En el caso del hierro galvanizado es más económico y se puede utilizar en terrenos, cuya constitución química no agrede a dicho material.

En terrenos cuyos constituyentes son más corrosivos, se utiliza el copperweld que consiste en una varilla de hierro enfundada en una lamina de cobre. El cobre esta adherido en forma continua a la varilla de hierro. Este material combina las ventajas de alta conductividad del cobre con la alta resistencia mecánica del hierro. Tiene una alta conductividad, excelente resistencia a la corrosión, buena resistencia mecánica para ser clavada en un terreno y se puede conectar a los cables de la red de tierra a través de los conectores.

Se acostumbra a instalar los electrodos en las esquinas de la red, en cada tercera conexión sobre el perímetro de la malla, y en especial en la zona próxima que rodea la instalación del equipo principal (transformadores, interruptores y pararrayos de estación), en donde conviene aumentar el número de electrodos.

La profundidad de una red de tierra puede variar entre 20 y 120 cm, lo más común es usar 40 cm dado una separación entre conductores, para iniciar el diseño de una red, de unos 10m. En el caso de subestaciones que requieren de pequeñas superficies de terreno, como pueden ser las de interruptores de hexafluoruro de azufre, hay que considerar las altas densidades de corriente y, por tanto, los altos gradientes de tensión. Para evitar estos casos conviene observar las siguientes reglas:

- Aumentar el diámetro de los electrodos a su longitud.
- Usar algunos electrodos remotos.
- Conectar la red de tierra a pequeñas redes de tierra, en zonas próximas.
- Perforar agujeros para introducir electrodos profundos.
- Aprovechar las tuberías de pozos profundos.
- Conectar la red a hilos de guarda con bajada en las torres próximas

Otra forma de disminuir la resistencia de un terreno de superficie reducida o bien de un terreno grande, pero con alta resistividad, es a través de un tratamiento químico previo del terreno en cuestión, mediante cualquiera de las siguientes sustancias:

- **Cloruro de sodio:** no es recomendable por ser muy corrosivo, sobre todo para el hierro.
- **Sulfato de Cobre:** es el que mas se utiliza.
- **Carbón o grafito en polvo:** son materiales inertes y de muy baja resistencia eléctrica.
- **Bentonita:** este elemento es un barro formado por materiales volcánicos. No es corrosivo y tiene una resistividad de 2.5 ohm-metro. La baja resistividad resulta de un proceso electrolítico entre sus elementos, que son: agua, sodio, potasio, calcio y magnesio, los cuales al ionizarse abaten la resistividad del terreno. En áreas secas tiene la propiedad de autosellarse y no pierde agua. Por ser muy giroscópico, absorbe el agua de las cercanías manteniendo en esta forma la cantidad necesaria. Para meter la bentonita se acostumbra perforar un hoyo entre 15 y 25 cm de diámetro en donde se mete el electrodo y se rellena con bentonita.

1.3.3 Electrodo en concreto (hormigón)

Las cimentaciones o estructuras de concreto que se entierran en terrenos de una subestación están normalmente humedecidas. El concreto es higroscópico; al enterrarse tiene una resistividad entre 25 y 40 ohm-metro. Estas estructuras construidas en terrenos de resistividad media o alta causan que las corrientes de tierra se deriven a través de las varillas o electrodos colocados dentro del concreto, que es un camino de menor resistencia que la red de tierra de la subestación.

En la unión entre el acero y el concreto, al conectarse las varillas a la red de tierra se produce una pequeña rectificación de la corriente alterna (aproximadamente de 0.01%) de la red de tierra, lo que ocasiona además de corrosión galvánica un aumento de volumen de la superficie de la varilla, del orden de unas dos veces, que a su vez provoca un incremento de la presión del acero sobre el concreto, del orden de 5000lb/plg² rompiendo el concreto en la zona correspondiente. Se considera que hasta un límite de 60 volts de corriente directa no se produce corrosión.

1.3.4 Electrodo para pararrayos

Con este nombre se distingue al conjunto de electrodos que se instalan sobre la parte más elevada de la estructura de una subestación, y que sirven para complementar, la red de cables de guarda que se extiende sobre los copetes de las estructuras de la subestación, para protegerla de posibles descargas directas de los rayos.

Dichos electrodos están fabricados con tramos de tubo de hierro galvanizado de 40mm de diámetro y 3m de largo, atornillados a la estructura de

la subestación y cortados en bisel en su parte superior para producir el efecto de punta.

Debido a que las descargas de los rayos son de alta frecuencia, se recomienda que las terminales de descargas de la red de hilos de guarda así como las terminales de descarga de los pararrayos tengan como mínimo el mismo calibre del cable de la red de tierra; lo ideal es utilizar cable de descarga del mismo calibre de las barras para atenuar el reflejo de ondas, se provoca un aumento en la amplitud de onda de choque.

Por tanto, la sección del cable de conexión a tierra de los pararrayos deberá ser mayor al obtenido por la formula:

$$A = 24 + 0.4V_n \text{ para conductor de cobre}$$

$$A = 40 + 0.6V_n \text{ para conductor de aluminio}$$

Donde:

A área del conductor en mm^2

V_n tensión nominal del sistema en volts.

1.3.5 Conectores y accesorios

Son elementos que sirven para unir a la red de tierra los electrodos profundos, las estructuras, los neutros de los bancos de transformadores, etcétera. En los sistemas de tierra se utilizan tres tipos de conectores:

- a) atornillados
- b) a presión
- c) soldados

Todos los tipos de conectores deben soportar la corriente de la red de tierra en forma continua.

a) Conectores atornillados

Se fabrican con bronce de alto contenido de cobre, formando dos piezas que se unen por medio de tornillos cuyo material esta formado por bronce al silicio que proporciona alta resistencia mecánica y a la corrosión. El uso de bronce, que es un material no magnético, proporciona una conducción segura para las descargas atmosféricas que son de alta frecuencia.

b) Conectores a presión

Se forman por una pieza hueca, en cuyos extremos se introducen las dos terminales del cable que se va a empalmar y mediante una prensa especial, con dados intercambiables según los calibres de los conductores, se produce la unión al comprimirse el material citado. Estas conexiones pueden soportar una temperatura máxima de 350 grados centígrados.

c) Conectores soldados (cadweld)

Requieren de moldes de grafito de diferentes calibres en donde por medio de la combustión de cargas especiales, que producen temperaturas muy altas, se funden las puntas terminales que se van a soldar provocando una unión que soporta la temperatura de fusión del conductor. Estos conductores son económicos y seguros, por lo que se usan con mucha frecuencia.

Los conectores para sistemas de tierra difieren de los usados en barras colectoras, en que se fabrican para unir los electrodos de tierra al cable, de la malla de tierra a las estructuras, etcétera. En general se utilizan en siguientes tipos de conexiones:

- Del electrodo al cable de cobre de la malla.

- Del electrodo a dos cables verticales.
- Del electrodo a tres cables verticales.
- De un cable a un tubo o columna
- De dos cables a un tubo perpendicular a ellos.
- Zapata para conexión a diferentes equipos.
- Conector T de cable a cable.
- De uno, dos y tres cables a placa
- De varilla a placa.

1.4 Límites de corriente tolerable por el cuerpo humano

La conducción de altas corrientes a tierra en instalaciones eléctricas debidas a disturbios atmosféricos o a fallas del equipo, obliga a tomar precauciones para que los gradientes eléctricos o las tensiones resultantes no ofrezcan peligro al personal que labora en el área. Intensidades del orden de miles de amperes producen gradientes de potencial elevados en la vecindad del punto de contacto a tierra, y si además se da la circunstancia de que algún ser vivo se apoye en dos puntos entre los cuales exista una diferencia de potencial debida al gradiente, puede sufrir una descarga eléctrica que sobrepase el límite de su contractilidad muscular y provoque su caída. En tal situación la corriente que circula por el cuerpo humano aumenta, originando fibrilación ventricular y sobrevienir la muerte.

Se puede tolerar intensidades altas de corriente sin originar fibrilación, si la duración es muy corta y las frecuencias menores de 25 Hz o de corriente directa.

La ecuación empírica que liga la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que un organismo puede soportar está dada por la fórmula de Charles Dalziel:

$$I_c^2 t = 0.0135$$

despejando I_c tenemos que:

$$I_c = \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

Donde:

I_c valor efectivo de la corriente que circula por el cuerpo en amperes

T duración del choque eléctrico en segundos

0.0135 constante empírica que representa los wattsxsegundo, absorbidos por un cuerpo durante un choque eléctrico, para personas del orden de 50 kg de peso.

0.0246 constante empírica que representa los wattsxsegundo, absorbidos por un cuerpo durante un choque eléctrico, para personas del orden de 70 kg de peso.

La costumbre es utilizar el valor menor (50kg) que presenta el valor mas crítico.

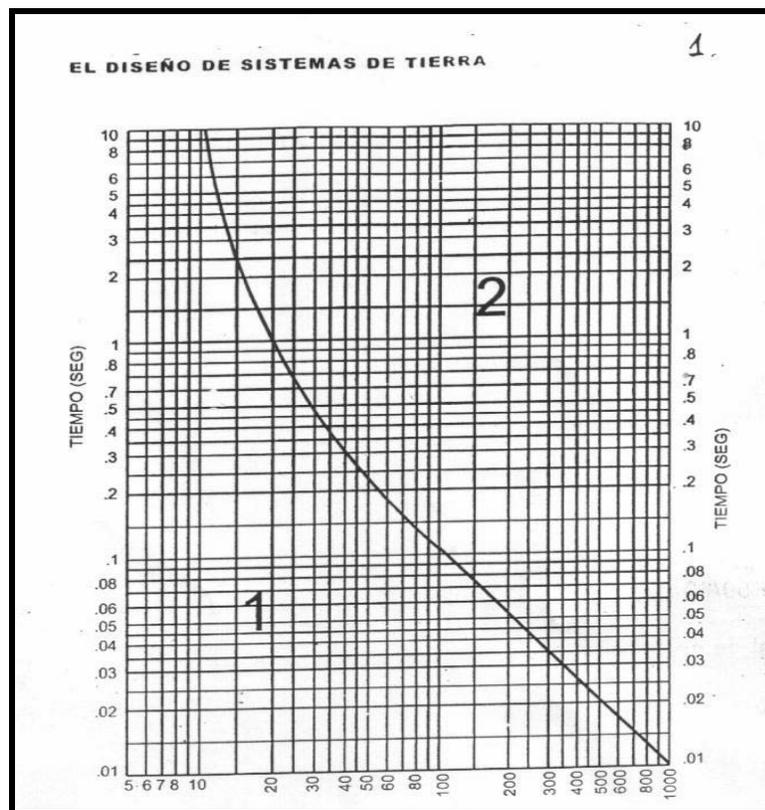
1.4.1 Efectos de la corriente eléctrica

Los efectos de la electricidad sobre el cuerpo humano, dependen esencialmente de los siguientes factores:

- La intensidad de la corriente.
- El tipo de corriente (continua, a la frecuencia industrial o de 60 Hz, o bien, corrientes de alta frecuencia).
- La trayectoria seguida por la corriente en el cuerpo.
- Las condiciones de la persona en el momento del contacto.

Como medida orientativa, se pueden elaborar curvas de peligrosidad de la corriente, donde se relaciona el tiempo de contacto tolerable en función de la corriente. De esta curva (figura 1), podemos observar las consecuencias de tener un contacto con las partes en tensión; ya que por ejemplo, corrientes mayores de 50mA y tiempos correspondientes a la zona 2 de la curva de efectos de corriente eléctrica. Pueden tener consecuencias mortales para el hombre.

Figura 1. Curva de efectos de la corriente eléctrica



Si se ha observado alguna vez un pájaro sobre un conductor, el cuerpo humano es inmune a un shock eléctrico en la medida que no es parte del

circuito eléctrico. La forma más fácil de prevenir un daño del shock eléctrico, es evitar que el cuerpo forme parte del circuito eléctrico.

Es conveniente hacer notar que la resistencia eléctrica del cuerpo humano es muy variable (de algunos cientos hasta miles de ohms); por lo que los valores de tensión aplicados al cuerpo humano se consideran peligrosos y se deben definir en forma conservadora. Las instalaciones de puesta a tierra y protecciones adecuadas y coordinadas, constituyen el medio principal para limitar dicha tensión.

Las situaciones provocadas por la circulación de la corriente eléctrica en el cuerpo humano son:

- Un choque eléctrico propiamente dicho, definido como una sensación desagradable de acción temporal, que ocurre cuando una corriente pasa el umbral de percepción.
- Pérdida del control muscular, que ocurre cuando una corriente es tal que una persona sujetando un electrodo energizado no puede soltarlo espontáneamente.
- Pérdida de la respiración, que puede ser consecuencia tanto de una contracción prolongada de los músculos respiratorios como de los efectos de la corriente sobre el centro de control de la respiración en el cerebro.
- Interrupción de la circulación sanguínea, ocasionada por la fibrilación del corazón, que es la causa más frecuente de muertes de las víctimas de accidentes eléctricos.
- Producción de quemaduras, que ocurre cuando un accidente involucra a tensiones elevadas.

La siguiente tabla muestra valores que se pueden tomar como referencia en choques de corrientes con frecuencia de 60Hz.

Tabla I. Valores máximos de corriente (C.A.) tolerables por el cuerpo humano.

Magnitud de Corriente	Efecto que causa
0.5 Ma	Umbral de percepción de la corriente eléctrica.
1.1 Ma	Umbral de percepción para el 50% de la población.
6 Ma	Perdida del control muscular en el 0.5% de las mujeres.
9 mA	Perdida del control muscular en el 0.5% de los hombres.
10.5 mA	Perdida del control muscular en el 50% de las mujeres.
16 mA	Perdida del control muscular en el 50% de los hombres.
20 – 30 mA	Posibilidad de asfixia. Se dificulta la respiración
60 – 100 mA	Produce fibrilación cardiaca y paro respiratorio.

La corriente directa (frecuencia cero) no es tan letal como la corriente alterna (60 Hz) y se pueden considerar los siguientes valores.

Tabla II. Valores máximos de corriente (C.D.) tolerables por el cuerpo humano.

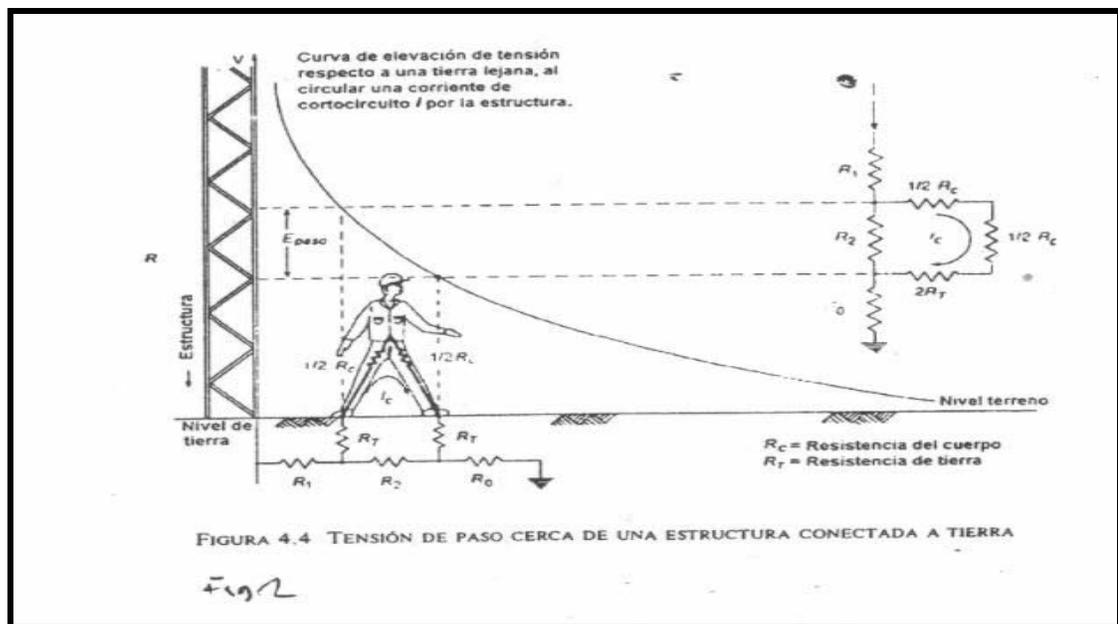
Magnitud de Corriente	Efecto que causa
3.5 mA	Umbral de percepción para el 50% de las mujeres.
5.2 mA	Umbral de percepción para el 50% de los hombres.
41 mA	Perdida del control muscular en el 0.5% de las mujeres.
62 mA	Perdida del control muscular en el 0.5% de los hombres.
500 mA	Fibrilacion del corazón en 3 segundos.

1.4.2 Resistencia del circuito de choque

Cuando se proyecta un sistema de conexión a tierra para corrientes a la frecuencia industrial (60Hz), se debe verificar una corriente eléctrica que circula por el cuerpo humano, tomando posesión en las localidades más desfavorables o más probables. Para esto es necesario conocer con razonable precisión una resistencia eléctrica que se opone al paso de esa corriente, o sea, con valores máximos admisibles de corriente de choque en cada situación.

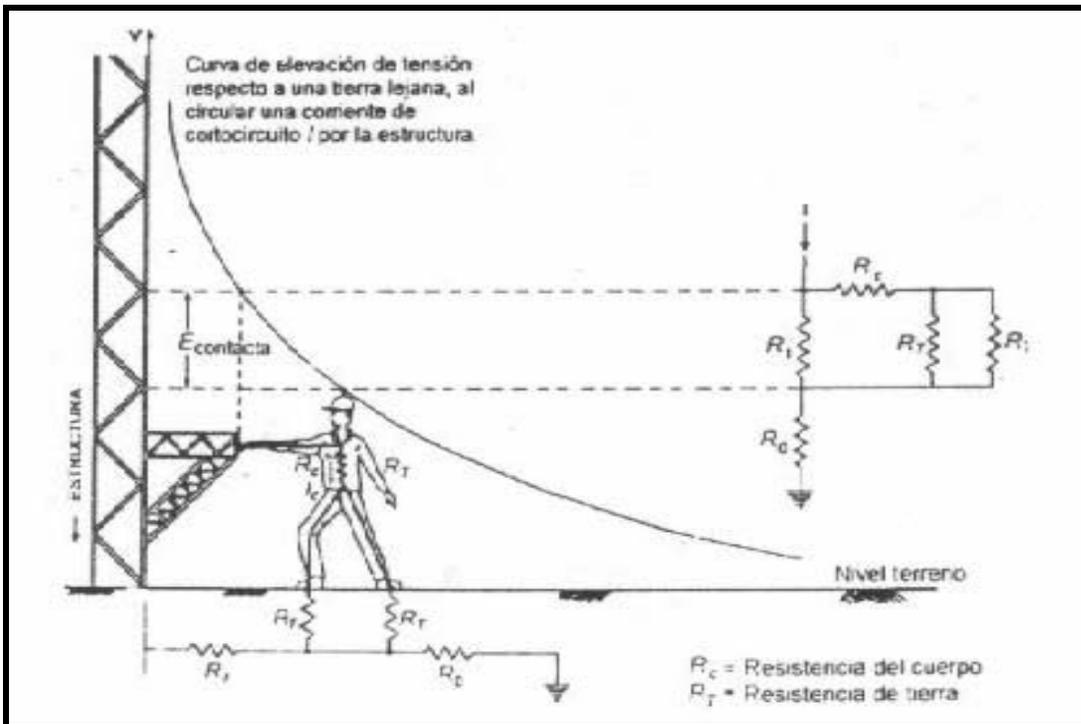
Es necesario tomar en cuenta los diversos casos que pueden presentarse al hacer contacto un cuerpo con superficies a diferentes potenciales. Las diferencias de potencial tolerables se determinan de acuerdo con los conceptos de tensiones de paso, de contacto y de transferencia. En la figura 2, se muestra el circuito de la diferencia de tensión de un paso. La distancia entre los pies se considera de 1m.

Figura 2. Tensión de paso cerca de una estructura conectada a tierra



La figura 3 muestra el circuito equivalente para un contacto entre una mano y los dos pies. La distancia medida sobre el suelo igual al alcance normal es de 1m.

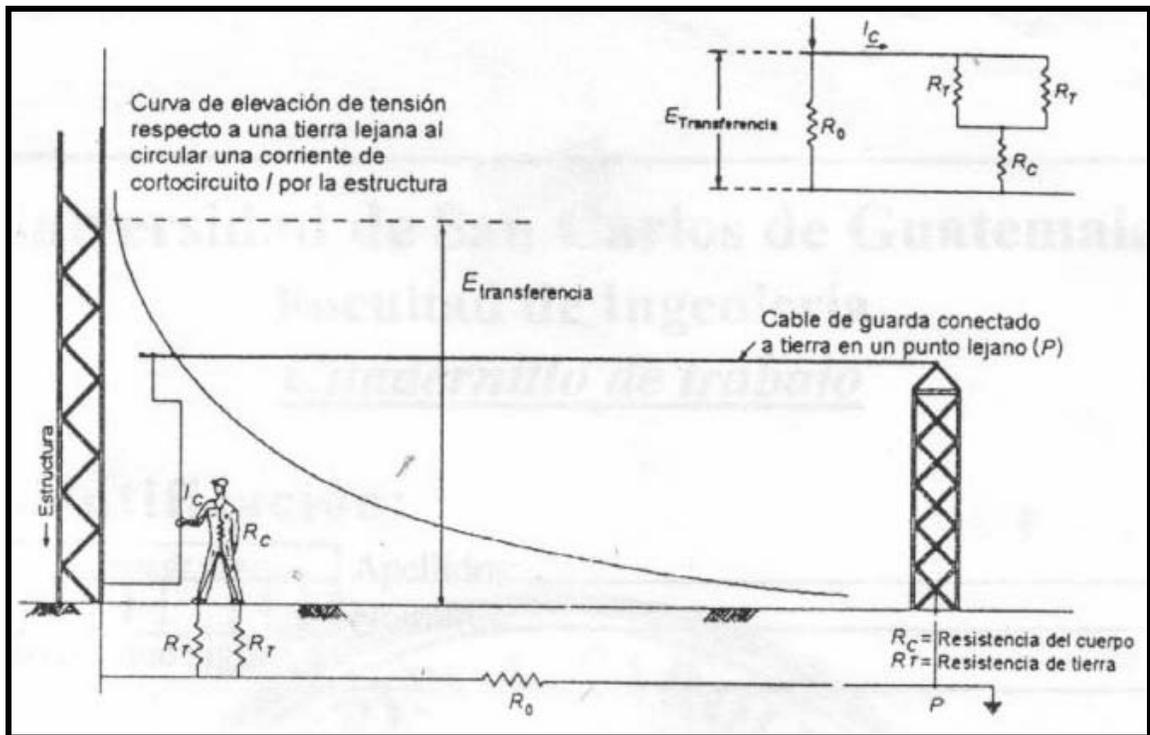
Figura 3. Tensión de contacto a una estructura conectada a tierra



En la figura 4 se muestra el circuito equivalente de un contacto con potencial transferido. En este caso se hace contacto con un conductor que está a tierra en un punto lejano. La tensión del choque eléctrico puede ser igual a la elevación total de potencial de la malla a tierra. Los circuitos incluyen las resistencias del sistema de electrodos a tierra (R_1 , R_2 y R_0). Las resistencias de contacto de la mano y la de los zapatos (las dos últimas se consideran despreciables), la resistencia R_T del terreno inmediato debajo de cada pie y la resistencia del cuerpo R_C . Para fines prácticos se considera que $R_T = 3\rho_s$, donde ρ_s es la resistividad superficial en ohms-m que toca el pie.

El valor de la resistencia del cuerpo humano R_C es variable, se recomienda tomar 1000 ohms para la resistencia entre los dos pies y entre pies y manos.

Figura 4. Tensión de transferencia



1.4.3 Resistencia del cuerpo humano

Las mediciones en personas vivas solo se pueden hacer con tensiones bajas, de alrededor de 25V. Para tensiones mayores, se usan cadáveres, y es de esta manera como se obtienen los valores recomendados en la tabla siguiente:

Tabla III. Resistencias de cuerpo humano

RESISTENCIA DEL CUERPO HUMANO	
Tensión de contacto	Resistencia del cuerpo humano
25 V	2,500 ohm
50 V	2,000 ohm
250 V	1,000 ohm
Valor limite	650 ohm

1.4.4 Resistencia de Contacto Pie-Suelo

Una corriente de choque de falla se puede limitar mediante la introducción de un medio semi-aislante en serie con el cuerpo humano. Esto es posible mediante una aplicación de una capa de grava, asfalto o de otro material de alta resistividad sobre la superficie del suelo natural en los locales de acceso.

Este método, solo se justifica cuando el medio semi-aislante tiene una resistividad muy superior a la capa superficial del suelo (del orden de 5 veces o más). Esta resistencia dependerá de distintos factores, como la resistividad del suelo o capa semi-aislante, del peso aplicado y de la posición de los pies (próximos o distantes entre si).

El objetivo de un sistema de tierras en una instalación eléctrica es proporcionar una superficie debajo del suelo y alrededor de la instalación, que tenga un potencial tan uniforme como sea posible y lo mas próximo a cero, o al potencial absoluto de tierra, con vistas a asegurar que:

- Todas las partes de los aparatos (distintas de las partes vivas), que se conecten al sistema de tierras (a través de conductores de puesta a tierra), estén al potencial de tierra.
- Los operadores y personal de la instalación, estén siempre al potencial de tierra.

1.5 Factores considerados en el diseño

1.5.1 Naturaleza del terreno

a) Resistividad

Cuanto menor sea la resistividad del terreno, más fácilmente se pueden alcanzar valores bajos para la resistencia de la instalación de los sistemas a tierra.

Tabla IV. Valores de resistividad del terreno

VALORES TIPICOS DE RESISTIVIDAD DE LOS TERRENOS	
Tipo de suelo	Resistividad ohm/m
Húmedo o suelo orgánico	10-50
Cultivo arcilloso	100
Arenoso húmedo	200
Arenoso seco	1,000
Con guijarro y cemento	1,000
Rocoso	3,000
Roca Compacta	10,000

Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo de acuerdo al estándar ANSI/IEEE 81-1983, el cual recomienda. “Dividir el terreno en 25 partes iguales, obtener mediciones de la resistividad del suelo en cada una de

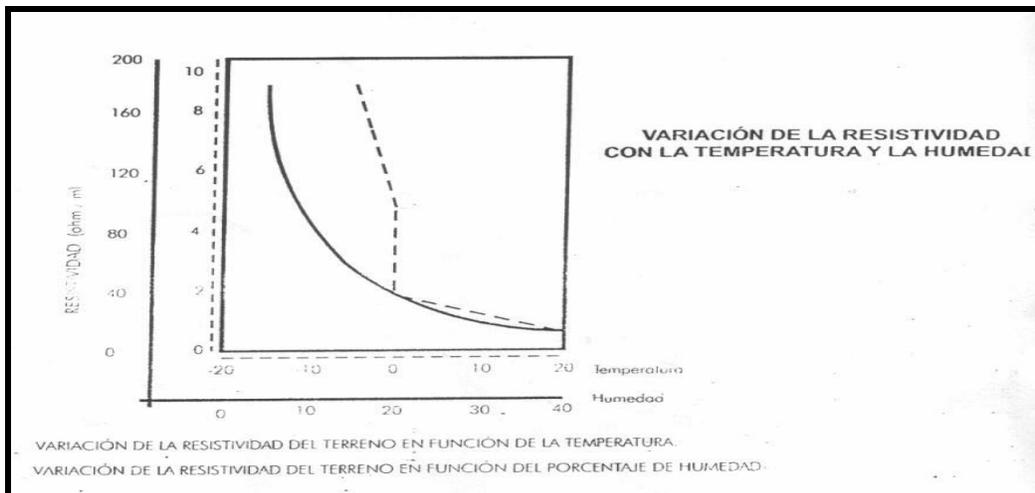
las 25 partes en dos capas (o dos niveles de profundidad)". Las medidas de la resistividad del suelo, determinaran la resistividad promedio del suelo y el tipo de suelo, es decir, si es suelo uniforme o se debe considerar de dos capas.

b) Temperatura y humedad

La resistividad del terreno varía con la temperatura y el grado de humedad. Por lo tanto no es aconsejable efectuar mediciones de resistividad del terreno en condiciones de altas temperaturas o de lluvias recientes. Si el contenido de humedad es menor del 22% en peso, la resistividad crece bruscamente. En este caso se impone el uso de electrodos, lo suficientemente largos para llegar a capas de mayor humedad e instalar los conductores de la red a mayores profundidades.

La grava o roca triturada colocada en la superficie ayuda tanto a evitar la evaporación del agua como a reducir la magnitud de los choques eléctricos, dada su alta resistividad.

Figura 5. Variación de la resistividad del terreno en función de la temperatura y en función del porcentaje de humedad



c) Factores que influyen en la resistividad

La medición de la resistividad del terreno es la razón más importante para diseñar sistemas de puesta a tierra. La resistividad es un factor determinante en el valor de resistencia a tierra que pueda tener un electrodo enterrado, puede determinar a que profundidad debe ser enterrado el mismo para obtener un valor de resistencia bajo. La resistividad puede variar ampliamente en terrenos que tengan las mismas características, su valor cambia con las estaciones. La misma es determinada grandemente por el contenido de electrolitos, el cual consiste de humedad, minerales y sales disueltas. Un suelo seco tiene un alto valor de resistividad si no contiene sales solubles. La resistividad es también influenciada por la temperatura.

Algunos factores a tomar en cuenta al medir la resistividad del terreno son los siguientes:

- a. La profundidad de los electrodos no debe sobrepasar 30 cm.
- b. Es conveniente que se realicen mediciones en diferentes direcciones para un mismo sondeo, por ejemplo de Norte a Sur y de Este a Oeste, debido a las características de anisotropía de los suelos.
- c. Al elegir la profundidad de exploración no se recomiendan profundidades mayores a los 8 metros puesto que es muy difícil poder llegar con las tomas de tierra hasta esos niveles, esto implica separaciones Inter. electrónicas hasta 11 metros.
- d. No es conveniente que las mediciones se realicen donde existan tomas de tierra o tuberías, puesto que las mismas provocan que la corriente que se inyecta en el terreno tome otra trayectoria no deseada perturbando así el resultado.
- e. Si se quiere conocer la resistividad existente en una puesta a tierra, es obligatorio realizar la medición en una zona cercana a la misma, con

características similares y con la misma conformación geológica, a una separación igual o mayor a tres veces la separación de los electrodos.

1.5.2 Resistencia de la red de tierra

Un sistema de tierras está compuesto por un conjunto de conductores desnudos, también por electrodos (cables, varillas) enterrados en la tierra y tienen por finalidad principal inyectar en el suelo una corriente eléctrica. Se puede evaluar la capacidad que tiene un determinado sistema de inyectar una corriente en el suelo, si se conoce su resistencia de tierra, que depende principalmente de la resistividad y de la forma y dimensiones de los electrodos.

El método de cálculo básico consiste en inyectar una corriente I (amperes) a través de un conjunto de electrodos de longitud total L (metros) que se debe dispersar en el suelo uniformemente a lo largo del electrodo con un valor I/L (amperes/metro), cuando los electrodos son totalmente simétricos (por ejemplo, el anillo circular). Una dispersión de corriente se presenta en forma mas intensa en las extremidades de los electrodos y de los sistemas de conexión a tierra. Por esta razón, en el estudio para un sistema de conexión a tierra se debe determinar la densidad de corriente dispersa en cada punto de los electrodos.

Una total disminución de la resistencia de tierra disminuirá el máximo GPR (máxima elevación de potencial en la red de una subestación con respecto a un punto distante que se asume que está al potencial de tierra remoto) y por tanto la máxima tensión transferida. La vía más efectiva para disminuir la resistencia de una malla de tierra es por un incremento del área ocupada por la malla. Pozos o varillas enterradas profundamente pueden ser usados si el área disponible es limitada y las varillas penetran capas de baja resistividad. Una

disminución en la resistencia de la subestación puede o no disminuir apreciablemente los gradientes locales.

1.5.3 Calibre del conductor de puesta a tierra

En la práctica, los requerimientos de confiabilidad mecánica determinarán el mínimo calibre del conductor. Las primeras guías de IEEE recomiendan un calibre mínimo de 1/0 y 2/0 de conductor de cobre para juntas soldadas y atornilladas respectivamente. Un 66% de las puestas a tierra usan conductor de cobre calibre 4/0 AWG para la red y aproximadamente el 16% prefiere usar conductores tan grandes como 500kCM. Por otro lado, cerca del 25% de las puestas a tierra, reportan el uso de cobre tan pequeño como 1/0 AWG sin presentar problemas mecánicos. Se deben observar algunas propiedades para el diseño del mínimo calibre dentro de las condiciones del local, para cumplir diversas consideraciones, algunas de estas son:

- El mal funcionamiento de los relevadores y errores humanos pueden resultar en excesivos tiempos de libramientos de falla. El tiempo de restablecimiento es normalmente adecuado para el calibre del conductor. Para subestaciones pequeñas, este puede ser aproximadamente 3 segundos o más, y para las grandes subestaciones que cuentan con esquemas de protección complejos o redundantes, la falla generalmente es liberada en 1 segundo o menos.
- El último valor de corriente usado para determinar el calibre del conductor deberá tomar en consideración el posible crecimiento a futuro, esto es menos costoso para incluir un adecuado margen en el calibre del conductor durante el diseño inicial, que tratar de incrementar el número de varillas de tierra después de un tiempo.

1.5.4 Corrientes máximas de cortocircuito a tierra

Para determinar el valor correcto de la corriente de falla a tierra, que se utiliza en el cálculo del sistema de tierras, se necesita:

- Determinar el tipo de falla posible a tierra que produzca el flujo máximo de corriente entre la malla del sistema de tierras y la tierra adyacente, que es el caso de la falla monofásica a tierra o bifásica y que produce, por tanto, gran elevación de potencial y mayores gradientes locales en el área de la subestación.
- Determinar por cómputo o por analizadores el valor efectivo máximo de la corriente asimétrica de falla a tierra entre la malla de tierra y la tierra circundante en el instante de iniciarse la falla.

Para la determinación de la corriente máxima de corto circuito, se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{MVA}{\sqrt{3} \times KV}$$

Donde:

I_{cc} = Corriente de corto circuito trifásica en Amperios.

MVA = Potencia de cortocircuito trifásica en MVA.

KV = Tensión de suministro en KV.

1.5.4.1 Tipos de falla a tierra

Son dos principales: a) Falla monofásica a tierra, b) Falla polifásica a tierra. Para cualquiera de las dos fallas se hace primero un diagrama

equivalente que represente la situación real de los circuitos; el diagrama debe incluir todo hilo aéreo neutro que este conectado al sistema de tierra o a los neutros de los transformadores.

La instalación de una puesta a tierra esta formada por varios sistemas eléctricos, en cada uno de ellos se puede presentar fallas, pero solo algunos implican corrientes a drenar por la red de tierra como son los siguientes:

- sistema de 13.8 kV de generación, los generadores presentan corrientes de falla a tierra limitadas, por otra parte estas corrientes en cualquier punto ocurran retornan al neutro a través de caminos metálicos. Como estas corrientes son limitadas pueden ocurrir fallas bifásicas a tierra, también estas serán conducidas a través de los conductores metálicos que se instalan en el edificio.
- Sistema de 0.4 kV de alimentación de servicios auxiliares, también retornan al neutro a través de caminos metálicos.
- Sistema de 13.2 kV de alimentación de los servicios auxiliares, la red eléctrica sale de la red de tierra de la generadora central y se aleja, fallas a tierra alejadas dan lugar a corrientes drenadas por la red de tierra.
- Sistema de alta tensión (132 o 220 kV) formado por una o dos líneas.

La mayor corriente de cortocircuito que debe ser drenada a tierra se presenta por fallas en el sistema de alta tensión, fallas en el sistema de 13.2 kV que también implican corrientes drenadas a tierra, son de mínima importancia. Las fallas del sistema de alta tensión que se producen en la generadora central implican drenar el aporte de la red (sistema de 132 o 220 kV) a la cual esta conectada la generadora central.

1.5.4.2 Factor de decremento

Este factor considera el efecto del desplazamiento de corriente directa, y la atenuación de las componentes transitorias de alterna y directa de la máxima corriente de falla.

Para el diseño de la red de tierra se considera la corriente de cortocircuito asimétrica, que representa el caso general. Como los experimentos par fijar el umbral de fibrilación se basan en corrientes senoidales simétricas de amplitud constante, se requiere de un factor D, llamado factor de decremento, que considera el efecto del desplazamiento de la componente de corriente directa, que proporciona la magnitud del valor efectivo I de una corriente senoidal a la onda de la falla asimétrica.

Tabla V. Factores de decremento

Ciclos (60Hz)	Duración de la falla y del choque eléctrico T (segundos)	X''/R			
		10	20	30	40
0.5	0.008	1.58	1.65	1.67	1.69
3	0.05	1.23	1.38	1.46	1.52
6	0.10	1.13	1.23	1.32	1.38
12	0.20	1.06	1.12	1.18	1.23
18	0.30	1.04	1.08	1.12	1.16
> 30	>0.50	1.03	1.03	1.04	1.05

1.5.4.3 Tiempos de duración de la falla a tierra

Los valores típicos de tiempos de duración de falla se muestran en la tabla V, con su equivalente en el número de ciclos que tarda la falla en liberarse.

1.5.4.4 Corriente máxima de red

La corriente máxima de red se determina para prevenir diseños demasiados densos de sistemas de tierras, únicamente la porción de la corriente total de falla I_G que fluye a través de la red hacia tierra (y contribuye a los voltajes de paso y de contacto y a la elevación del potencial de tierra) y que debe ser usada en el diseño de la red.

La corriente máxima de red debe reflejar la peor falla, el factor de decremento y alguna futura expansión del sistema. La fórmula para determinar la máxima corriente de red es:

$$I_G = C_p D_f I_g$$

Donde:

I_G = Corriente máxima en la red en Amperios.

D_f = Factor de decremento para la duración de falla en segundos

C_p = Factor correctivo de proyección correspondiente para el incremento relativo de la corriente de falla durante el período de vida de la subestación.

Para un crecimiento futuro de cero, $C_p = 1.0$

I_g = Valor de la corriente simétrica de la red en amperios.

Donde:

$$I_g = S_f I_f$$

I_f = Valor rms simétrica de la falla a tierra en Amperios.

S_f = Factor de división de corriente relativo a la magnitud de la corriente de falla y la porción que fluye entre la red de tierras y la tierra circulante.

1.5.5 Efecto de la resistencia de la red de tierra

En la mayoría de los casos basta con calcular la corriente de falla a tierra despreciando las resistencias. Sin embargo, se presentan casos en donde la resistencia pronosticada del sistema de tierra sea muy alta comparada con la reactancia del sistema, lo cual obliga a considerarla. Esto implica un problema, ya que mientras no esté diseñado el sistema no se conoce su resistencia. Este círculo se puede romper, porque una vez determinada la resistividad, la resistencia depende del área del sistema de tierra que normalmente ya se conoce.

1.5.6 Efecto de los hilos de guarda

Cuando los hilos de guarda de las líneas aéreas se tengan que conectar a la malla de tierra de la subestación, se considera que estos desvían una pequeña porción de la corriente de falla restándosela al sistema de tierra. En vista de que la corriente a tierra se divide en proporción inversa a la resistencia de malla y de los hilos aéreos, es necesario establecer sus valores aunque sean aproximados.

Un hilo de guarda de una línea que esté conectado a tierra en muchos puntos se comporta como un conductor con una impedancia longitudinal Z , y con una conductancia transversal $1/R_2$ y si la línea es de una longitud suficientemente grande, la impedancia equivalente es independiente de la

longitud y se calcula por $Z = \sqrt{Z_1 R_2}$, donde Z_1 es la impedancia longitudinal en ohm/km y R_2 la resistencia transversal en ohms/km.

1.6 Puestas a tierra de sistemas de bajo voltaje

El principio es tomar primero todas las precauciones razonables para evitar un contacto directo con las partes eléctricas vivas y, en segundo lugar; proporcionar medidas de protección contra contactos indirectos. Esto último implica puesta a tierra, conexión equipotencial efectiva y un sistema de protección que remueva la condición de falla.

1.6.1 Opciones para conexión a tierra en bajo voltaje.

Los métodos para efectuar una conexión a tierra en bajo voltaje reciben definiciones estándar. Cada uno se identifica por un código que contiene las siguientes letras:

T : tierra, conexión directa a tierra,

N : neutro

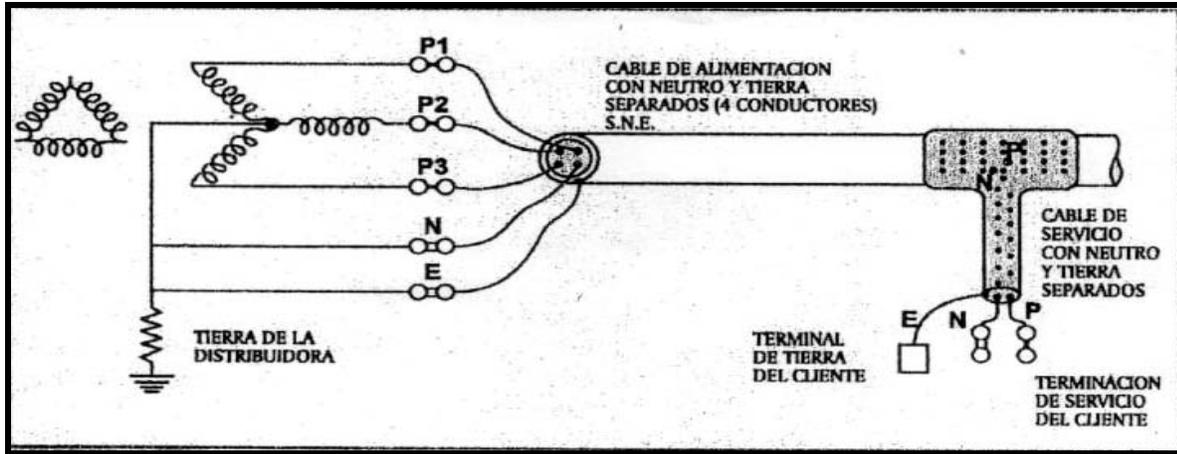
C : combinada

S : separada

a) Sistema tipo TN-S

En este tipo, el neutro de la fuente tiene un único punto de conexión a tierra en el transformador de alimentación. Los cables de alimentación tienen neutro separado del conductor de tierra de protección. Generalmente el conductor de neutro es un cuarto conductor y el conductor de tierra es el forro o cubierta protectora (conductor PE).

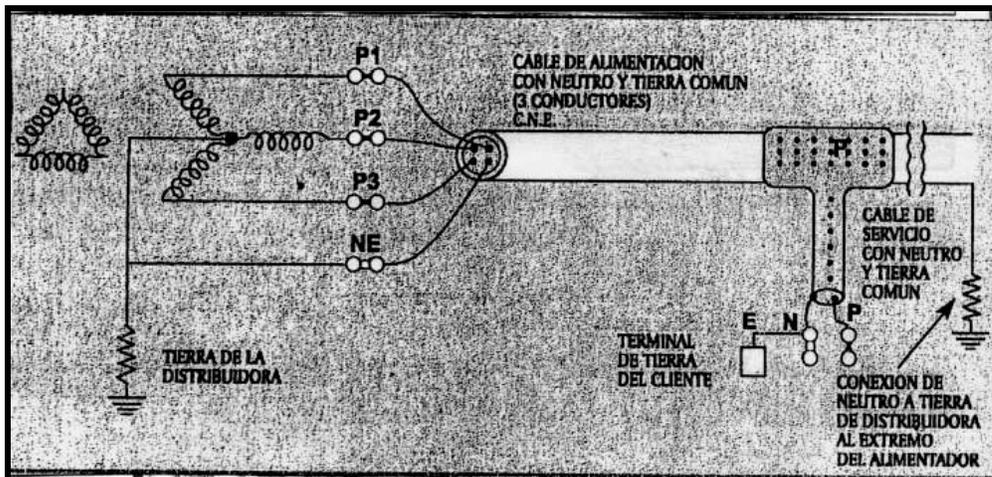
Figura 6. Sistema TN-S



b) Sistema tipo TN-C-S

En este tipo, el neutro de la alimentación se pone a tierra en varios puntos. El cable de alimentación tiene una pantalla metálica externa que combina neutro y tierra, con una cubierta de PVC (se denominan cables CNE). La alimentación en el interior de la instalación del cliente debiera ser TN-S, es decir; el neutro y la tierra separados, conectados sólo en la posición de servicio.

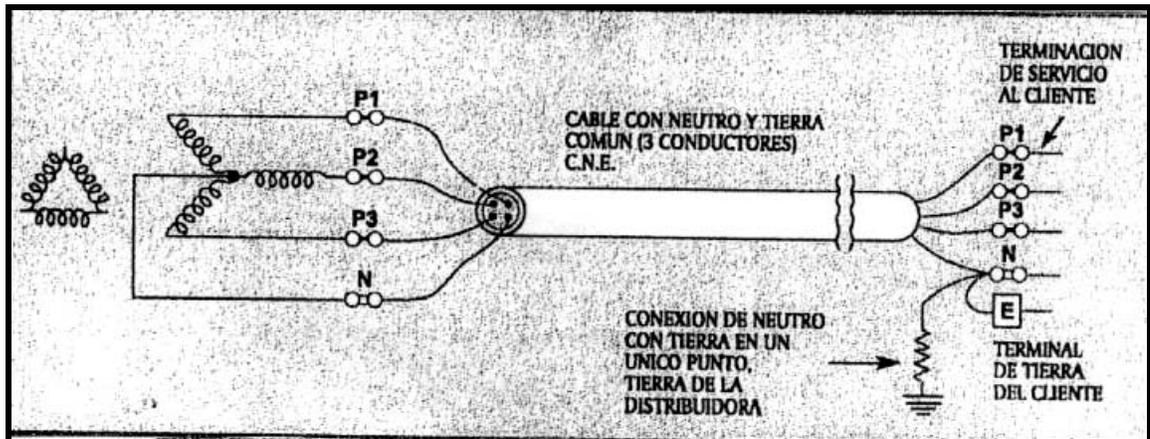
Figura 7. Sistema TN-C-S



c) Sistema tipo PNB

Este es una variación del sistema TN-C-S en que el cliente dispone de un terminal de tierra conectado al neutro de la alimentación pero el neutro se conecta a tierra en un único punto, normalmente cerca del punto de alimentación al cliente. Se reserva el uso de este arreglo cuando el cliente tiene un transformador particular.

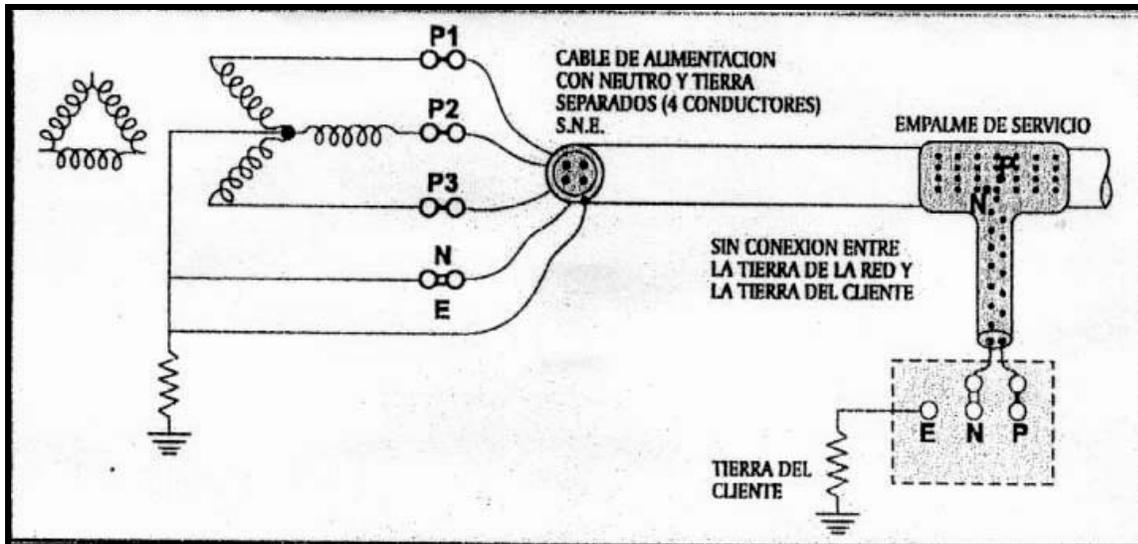
Figura 8. Sistema PNB



d) Sistema tipo TT

Este es un sistema donde la alimentación se pone a tierra en un único punto, pero la instalación del cliente, la pantalla del cable y las partes metálicas expuestas están conectadas a tierra vía un electrodo separado, que es independiente del electrodo de alimentación.

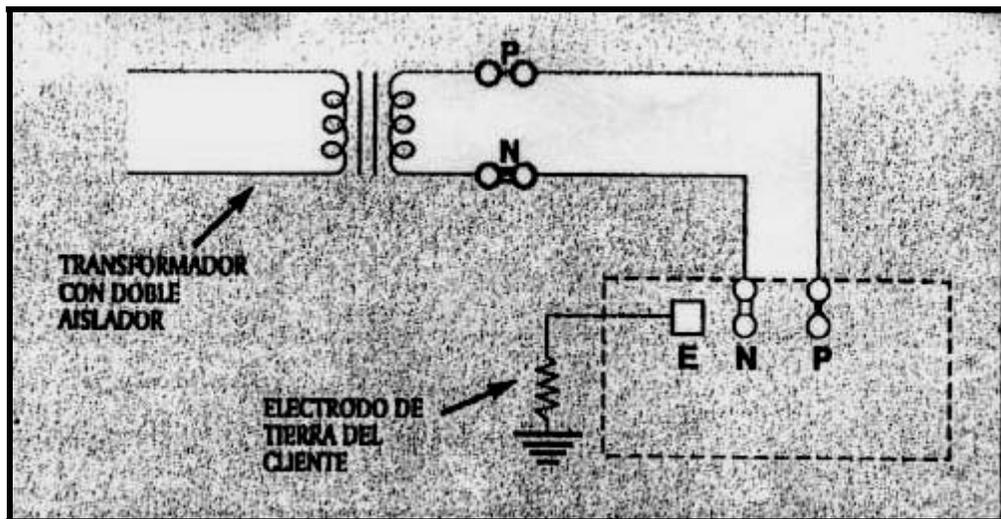
Figura 9. Sistema tipo TT



e) Sistema tipo IT

Este es un sistema que no tiene conexión directa entre partes vivas y tierra pero con las partes conductoras expuestas de la instalación conectadas a tierra.

Figura 10. Sistema tipo IT



1.6.2 Conexión equipotencial

Consiste en establecer una conexión conductiva directa entre la tierra de protección y todos los elementos conductores expuestos que pudieran quedar energizados bajo una condición de falla. La conexión conjunta de todas las estructuras metálicas normalmente expuestas, y la conexión de éstas al terminal de tierra, previene la posibilidad de una diferencia de potencial peligrosa que surja entre conductores adyacentes ya sea bajo condiciones normales o anormales.

1.6.3 Sistema de protección para remover condición de falla

Se puede usar un detector de fuga a tierra y un interruptor. El dispositivo que incluye ambas funciones se conoce como dispositivo de corriente residual o interruptor diferencial. Esto último porque la unidad opera detectando el residuo, o diferencia, entre la corriente que sale y la que entra a la fuente de alimentación. Cuando la corriente residual excede un valor predeterminado, el contacto abre. Los detectores de corriente residual se usan extensivamente en conjunto con protección convencional, tales como fusibles o interruptores de sobre-corriente.

2. MEDICIÓN DE LA RESISTIVIDAD DEL TERRENO

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad de la roca, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, planta generadora o transmisora en 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. En este punto es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es un requisito para obtener la resistencia de los electrodos a tierra, que es lo que está normalizado.

2.1 Configuración de electrodos para medida

Un pequeño electrodo está formado desde una hasta varias decenas de varillas de tierra, sistemas que se encuentran en pequeñas subestaciones industriales y de potencia. Se utiliza el megger de tierra con el que también se mide la resistividad de la tierra. Estas mediciones tienen por objeto establecer el valor real de la resistencia de tierra y así determinar la elevación de su tensión durante una falla a tierra y conocer si tal valor de resistencia es suficiente para limitar los gradientes a valores tolerables.

Cuando se habla de impedancia o resistencia a tierra, el principio utilizado para su medición es el mismo; se inyecta una corriente a tierra a través del electrodo o red que se pretende medir y de un electrodo auxiliar, llamado electrodo de corriente, al mismo tiempo que se determina la tensión creada

entre el electrodo o red bajo prueba y un punto sobre la superficie del terreno mediante un segundo electrodo llamado electrodo de potencial.

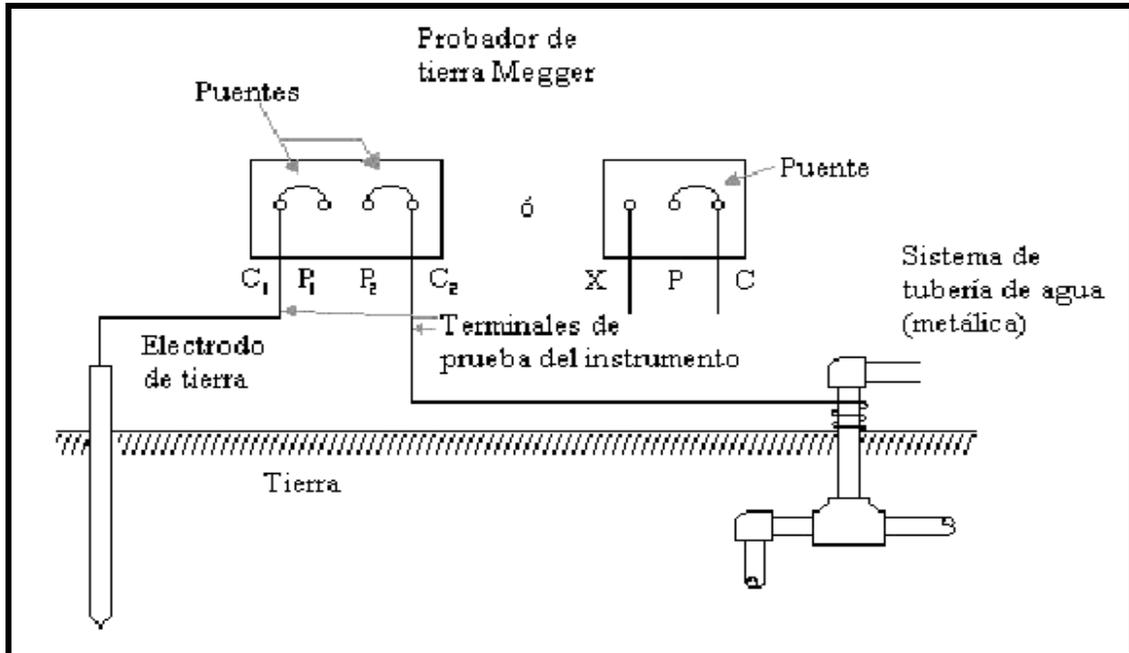
2.1.1 Método directo de 2 terminales

Usando un megger de tierra de 4 terminales se puentean las terminales **C1** con **P1** y **P2** con **C2**. **P1C1** se conecta al electrodo que se quiere medir y **P2C2** se conecta a una tubería de agua (figura 11). Usando un megger de tierra de 3 terminales, se conecta la terminal **X** al electrodo que se quiere medir y **PC** puenteados al sistema de tubería.

La resistencia de la tubería de agua debe ser menor a 1 ohm (debe tener bastante longitud). Con este método se mide la resistencia de los 2 electrodos en serie. Este método tiene 3 limitaciones:

1. El sistema de tubería de agua deberá ser bastante amplio para que su resistencia sea menor de 1 ohm.
2. No deberá tener algún aditamento no metálico.
3. El electrodo de prueba deberá quedar lejos de la tubería para que quede lejos del área de influencia de su campo eléctrico.
4. Instalar un electrodo vertical a la tubería de agua, para asegurar un valor bajo de resistencia de tierra. Si se cumplen los incisos (1) y (2) y no el (3), se puede hacer la medición cuyos valores son aceptables.

Figura 11. Método directo de 2 terminales



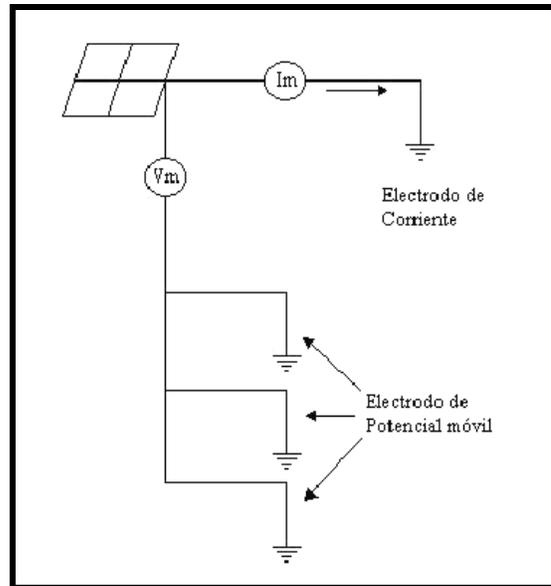
2.1.2 Método Universal de caída de tensión

La corriente I_m de prueba se inyecta a través del electrodo o red bajo prueba y del electrodo auxiliar de corriente localizado a una distancia conveniente del primero. La elevación de tensión del electrodo V_m , creada por I_m , se mide por medio del electrodo de potencial. La dirección ideal del cable asociado al electrodo de potencial deberá formar un ángulo de 90° en relación con la recta que forman el electrodo bajo prueba y el electrodo auxiliar de corriente (figura 12).

Para obtener el valor correcto de V_m , deberán efectuarse varias mediciones a distancias crecientes a partir del electrodo bajo prueba. Al obtener

tres o más lecturas sucesivas similares, podrá considerarse que V_m es correcta.

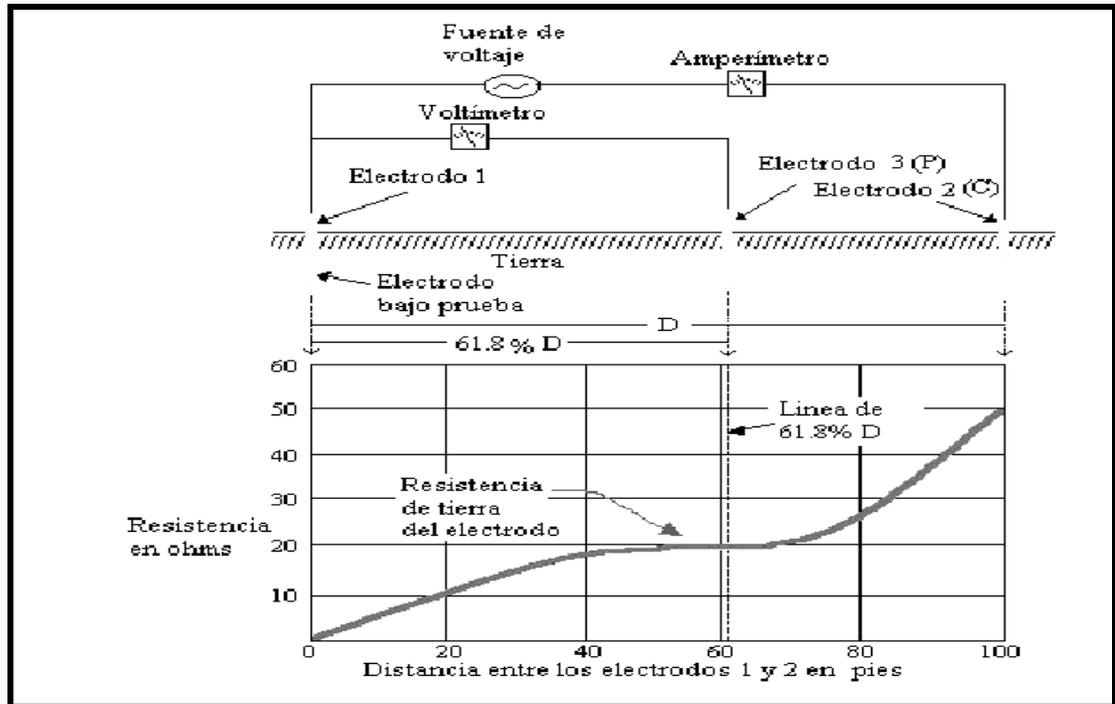
Figura 12. Método universal de caída de tensión



2.1.3 Método de Caída de Tensión de 3 terminales

El método comúnmente utilizado para determinar la resistencia a tierra del electrodo o red es el conocido como Caída de Tensión. Consiste en unir **C1** con **P1** y conectarlos al electrodo que se quiere probar. **P2** se conecta a un electrodo móvil y **C2** al electrodo de corriente lejano. Se va moviendo el electrodo de potencial de **C1** a **C2** obteniéndose una curva de resistencia óhmica (figura 13).

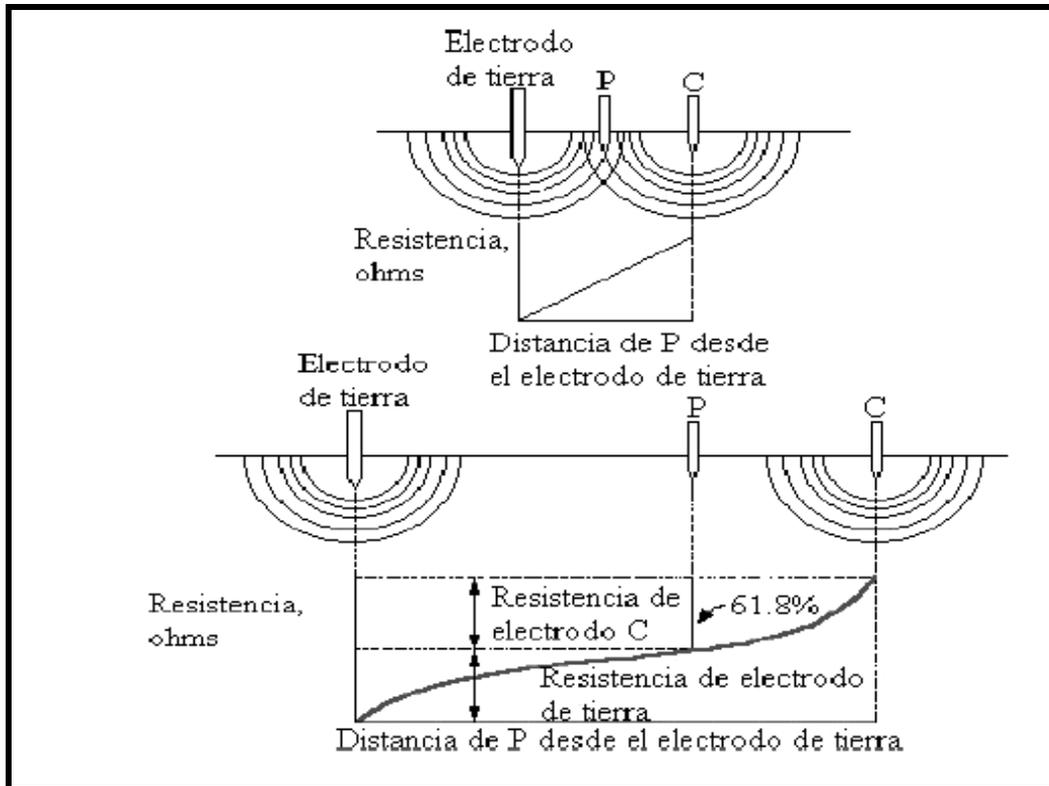
Figura 13. Método de caída de tensión de 3 terminales



El megger de tierra lee la corriente entre electrodos **C1-C2** y el potencial entre electrodos **P1-P2** y aplica la Ley de Ohm, obteniendo una **R** que es la variación de voltaje a que se eleva la tierra entre **P1** y **P2**. La parte plana, que está al 61.8% de **C1P1**, es lo que se conoce como resistencia de tierra del electrodo bajo prueba.

La distancia mínima entre **C1** y **C2** se calcula de 8 a 10 veces la longitud enterrada normalmente del electrodo bajo prueba, no menos de 8 veces porque se producen traslapes entre los campos eléctricos de **C1** y **C2**. Este método tiene el inconveniente de que para sistemas de tierra de menos de 1, da valores erróneos, ya que la conexión **C1P1** al sistema que se quiere medir puede generar altos voltajes y por lo tanto alta resistencia. (Figura 14).

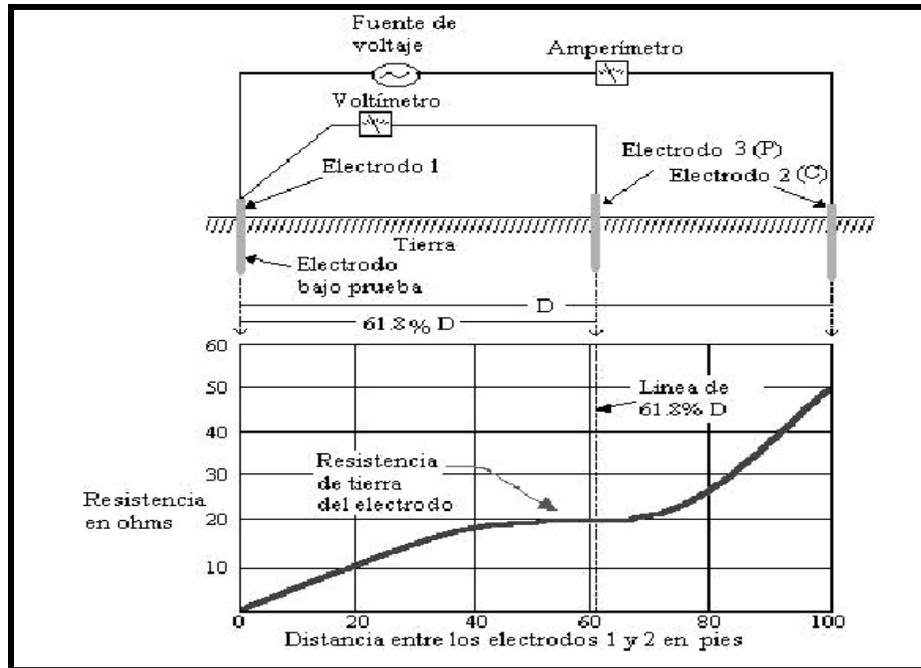
Figura 14. Efecto de los campos eléctricos en los electrodos de corriente



2.1.4 Método de caída de tensión de 4 terminales

Es similar al anterior solo que **C1** y **P1** no se unen con lo cual el voltaje medido por el aparato no incluye la caída de tensión de la conexión de **C1** al electrodo de prueba, con lo que no se altera la medición. Para evitar errores en las mediciones, éste es el mejor método que se debe utilizar (figura 15).

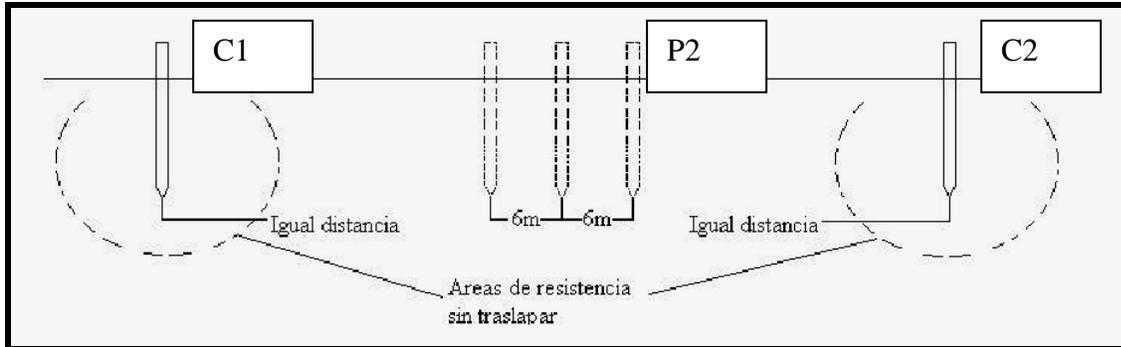
Figura 15. Método de caída de tensión de 4 terminales



2.1.5 Método de IEEE Wiring Regulations

1. Se colocan **C1** y **C2** a una distancia de 8 – 10 veces la longitud del electrodo, y el de potencial **P2** se coloca a la mitad, y se hace una medición (figura 16).
2. Se efectúan 2 mediciones, colocando el electrodo 6 m antes y 6 m después de la parte media.
3. Si las 3 lecturas son similares, el promedio es la resistencia óhmica del electrodo.

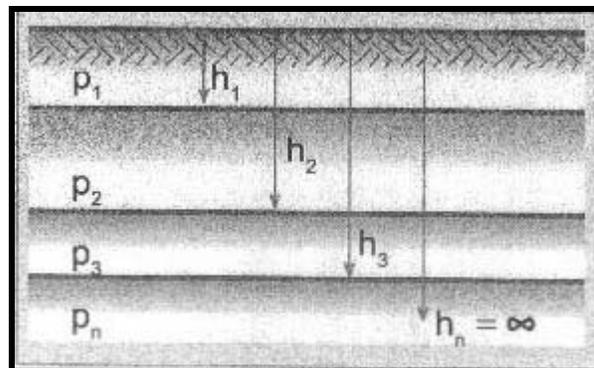
Figura 16. Método del IEEE Wiring Regulations



2.2 Sondeo Eléctrico Vertical

La resistividad del terreno es de gran importancia en el diseño de una puesta tierra y la única forma de conocerla es mediante medidas directas de campo. Se considera al terreno formado por capas o estratos homogéneos (figura 17), de resistividad uniforme y espesor fijo.

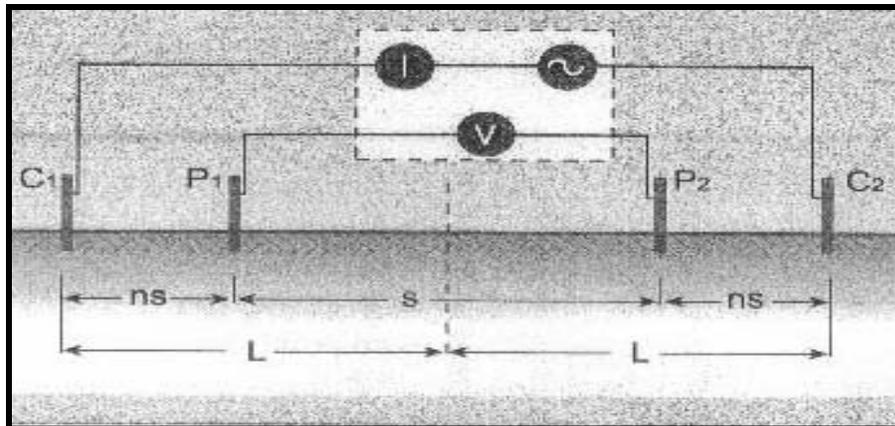
Figura 17. Terreno Multiestratificado



Los electrodos se ubican en línea recta (figura 18), cada par (potencial y corriente) simétricamente ubicados con respecto al centro de medición elegido. También se ubican a distancias relativamente grandes comparadas con la

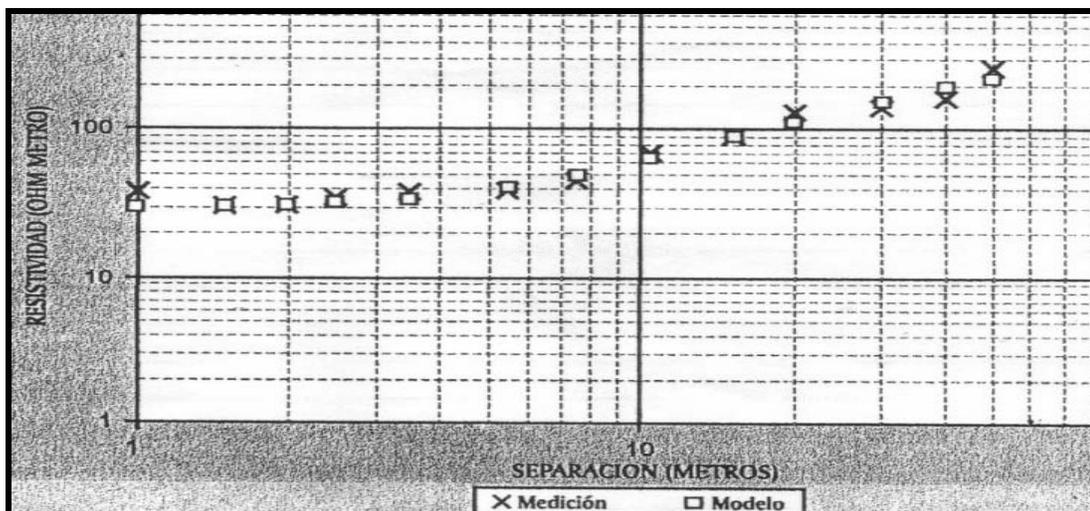
profundidad de enterramiento, de modo de suponerse a estos como fuentes puntuales de corriente.

Figura 18. Configuración de electrodos para sondeo eléctrico vertical



La siguiente grafica muestra una curva de resistividad aparente en función de la separación de los electrodos (figura 19). Su finalidad es la determinación del numero de capas del subsuelo, espesor y resistividad de las mismas.

Figura 19. Curva de resistividad aparente por sondeo vertical con curva patrón



2.3 Interpretación de las curvas de resistividad aparente

2.3.1 Método de los quiebres de curvas de resistividad

En general, las curvas de resistividad aparente se aproximan en forma asintótica a los valores de resistividad de la primera y última capa. El número de capas o estratos a que puede asimilarse el terreno se determina por el número de puntos de inflexión que posee la curva de resistividad aparente, aumentado en uno.

2.3.2 Método de Curvas Patrón

La curva de sondeo eléctrico con una configuración electrodo determinada, para un modelo de capas definido es una función analítica conocida (asintótico por ejemplo) y existen numerosas curvas teóricas de resistividad llamadas: Curvas Patrón, que contempla combinaciones de capas de diferentes resistividades y espesores.

El problema, dada una curva de sondeo eléctrico vertical obtenida mediante medidas de campo, es deducir y conocer la estructura geoelectrica que la ha producido, no tiene solución única. Se compara la curva de campo con las curvas de resistividad aparente patrón. Si se obtiene un calce perfecto entre la curva del terreno y una curva patrón, se supone que la estructura del terreno es idéntica a la teórica.

También es posible representar computacionalmente estas curvas y efectuar el ajuste por pantalla, ingresando la curva del terreno, o bien proceder a un ajuste de los datos del terreno por algún método de adaptación de curvas.

2.4 Resistividad equivalente del terreno

Los procedimientos simplificados de análisis y diseño de puestas a tierra, están basados en la suposición de terreno homogéneo. Para su aplicación, se debe reducir el modelo de terreno estratificado general, a un modelo práctico de terreno homogéneo equivalente, caracterizado por un sólo parámetro, la resistividad equivalente ρ_e .

El método de uso tradicional, propuesto por Burgsdorf-Yakobs, para reducir las n capas desde la superficie de un modelo de terreno estratificado, a un terreno homogéneo equivalente caracterizado por una única resistividad, emplea los siguientes parámetros y expresiones:

ρ_i : resistividad del estrato i , supuesto uniforme, en Ohm- metro

h_i : profundidad desde la superficie al término del estrato « i », en metros

S : área que cubre el perímetro del electrodo de tierra, en metros cuadrados

b : máxima profundidad de conductor enterrado, medida desde la superficie, en metros; incluye la profundidad de enterramiento de la malla y de las barras verticales si es el caso.

Donde:

$$r = \sqrt{\frac{S}{\pi}}$$

$$r_0 = r^2 - b^2$$

$$q_0^2 = 2r(r + b)$$

$$u_t^2 = q_0^2 + r_0^2 + h_t^2$$

$$v_t^2 = 0.5(u_t^2 - \sqrt{u_t^2 - 4q_0^2 r_0^2})$$

$$Rt = \sqrt{1 - \frac{v_t^2}{r_0^2}}$$

La programación de las ecuaciones anteriores es fácil y directa, estas constituyen un método rápido para evaluar el modelo equivalente manualmente. Debe observarse que la resistividad equivalente de un terreno determinado es dependiente de las dimensiones y ubicación del electrodo, además se modifica si se cambia su área o profundidad.

2.5 Método de una capa

Este método consiste en establecer límites seguros de diferencias de potencial que pueden existir en una subestación, en condiciones de falla, entre los puntos que pueden ser tocados por algún ser humano. En el cálculo del sistema de tierra que aquí se presenta, se considera que el sistema está formado por una malla de conductores enterrados horizontalmente, y el diseño se efectúa de acuerdo con lo especificado en la norma IEEE Std 80-1976.

Antes de hacer el diseño es conveniente empezar por la inspección del proyecto referente a la disposición del equipo y estructura. Un cable continuo debe bordear el perímetro de la malla para evitar concentraciones de corriente y, por tanto, gradientes altos en los extremos de los cables. Para forzar la malla se instalan cables paralelos a distancias uniformes y cerca de las estructuras y equipos, para facilitar las conexiones.

El diseño debe ajustarse de tal manera que la longitud de los conductores enterrados, incluyendo los electrodos si es que llegaran a existir, sea de igual resistencia para que las diferencias de potencial locales permanezcan dentro de los límites tolerables.

Los conductores de las mallas se refuerzan en los casos que lo ameriten, para que puedan llevar las corrientes de falla máxima. Se supone que el

sistema formado por una malla de cable de cobre deberá estar enterrado a una profundidad de 0.3 a 0.5 m, aproximadamente. En el caso de utilizar electrodos, estos serán de copperweld de aproximadamente 16 mm de diámetro y de unos 3 m de longitud y se utilizara en los casos que la resistividad sea alta en la superficie.

Si en una red de tierra se requiere disminuir su resistencia, se recurre a los siguientes puntos:

- Aumentar el área de la red
- Disminuir la distancia entre los conductores de la red
- Utilizar electrodos mas profundos
- Aumentar el numero de electrodos en la periferia de la red
- Derivar parte de la corriente de tierra por la red de hilos de guarda
- Disminuir la magnitud de la corriente de cortocircuito

2.5.1 Cálculo de la sección del conductor

Cada uno de los elementos del sistema debe soportar la corriente de falla máxima, durante un tiempo establecido sin llegar a la fusión. Estos elementos incluyen conductores de la propia malla, las conexiones y los electrodos de tal manera que:

- Las uniones eléctricas no se fundan o deterioren en las condiciones más desfavorables de magnitud y duración de la corriente de falla a que queden expuestas.
- Los elementos serán mecánicamente resistentes, especialmente en aquellos lugares en donde quedan expuestos a un daño físico.
- Tengan suficiente conductividad para que no contribuyan a producir diferencias de potencial locales.

La ecuación que permite seleccionar las uniones y el conductor de cobre adecuados para evitar la fusión, es la ecuación Onderdonk:

$$I = A \sqrt{\frac{\log_{10} \left[\frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1 \right]}{33S}}$$

Donde:

I valor máximo de la corriente que circula por la red de tierra en amperes

A sección de cobre en circular mils

S tiempo durante el cual circula la corriente I en segundos

T_m temperatura máxima permisible en grados centígrados

T_a temperatura máxima ambiente en grados centígrados

Usualmente se pueden suponer los siguientes valores:

T_a = 40°C

T_m 1083°C temperatura de fusión del cobre (soldadura autógena)

T_m 450°C temperatura permitida por la soldadura de latón

T_m 250°C temperatura permitida por las uniones con conectores

La tabla XVI permite seleccionar, en función de la ecuación anterior, la sección de cobre necesaria a partir del tiempo de duración de la falla. Para hacer la red mas económica se acostumbra utilizar el tiempo de 0.5 segundos es decir de 30 ciclos.

Tabla VI. Calibres Mínicos del conductor de cobre, que previene la fusión

Tiempo de duración de la falla en segundos	Circular mils por ampere		
	Cable Solo	Con uniones de soldadura de latón	Con conectores
30	38.40	51	65
4	14.0	18.7	24
1	7.0	9.3	12
0.5	5.0	6.5	8.3

A continuación se muestra la tabla VII de los conductores de cobre más utilizados en las redes de tierra.

Tabla VII. Conductores de cobre mas utilizados para redes de tierra

Calibre		Diámetro		Área		Peso	
C.M.	AWG	Pulg	Mm	Pulg ²	Mm ²	Lb/mil	Kg/km
1000	-	0.15	29.3	-	-	-	-
500	-	0.81	20.6	0.393	253.3	1544	2297.4
400	-	0.73	18.5	0.314	202.7	1235	1837.6
300	-	0.63	16.0	0.236	152.0	9263	1378.3
200	-	0.57	14.6	0.196	126.6	771.9	1148.8
211.6	4/0	0.53	13.4	0.17	107.22	653.3	972.11
167.8	3/0	0.47	11.9	0.13	85.03	518.1	710.93
133.1	2/0	0.42	10.6	0.10	67.42	410.9	611.41
105.5	1/0	0.37	9.5	0.08	53.48	325.8	484.79
66.37	2	0.29	7.4	0.05	33.63	204.9	304.89
41.74	4	0.23	5.9	0.03	25.89	128.9	191.80
26.24	6	0.18	4.7	0.02	13.30	81.0	120.60
16.51	8	0.15	3.7	0.01	8.37	51.0	75.84
10.38	10	0.12	2.9	0.006	5.26	32.1	47.70

2.5.2 C

2.5.2 Cálculo de potenciales de paso, contacto y de malla de la red de tierra.

Se escogen siempre las tensiones de contacto a estructuras conectadas a tierra al centro del rectángulo de una malla, en lugar de las tensiones de contacto de puntos a un metro de distancia horizontal al conductor, ya que existen muchas posibilidades de que el objeto tocado a distancias superiores a un metro esté conectado directa o indirectamente a la malla. Este caso especial de tensión de contacto se llama tensión de malla. Generalmente es de un valor superior a la tensión de contacto a un metro del conductor de la malla.

Para instalaciones con tamaño de conductor, profundidad de enterramiento y espaciamiento de los límites usuales, los valores de las diferentes magnitudes son:

$$E_{\text{paso}} = 0.1 \text{ a } 0.15 \rho i$$

$$E_{\text{contacto}} = 0.6 \text{ a } 0.8 \rho i$$

$$E_{\text{malla}} = \rho i$$

Donde :

E_{paso} tensión de un paso, o sea una distancia horizontal de un metro, en volts

E_{contacto} tensión de contacto a una distancia horizontal de un metro al conductor de una malla de tierra, en volts

E_{malla} diferencia de potencial en volts, del conductor de la malla al centro del rectángulo de esta

ρ resistividad promedio para el caso de una capa uniforme en ohms-m

i corriente máxima que fluye a tierra en amperes

Potencial de malla

Las fórmulas anteriores son aproximadas y para tomar en cuenta la profundidad de enterramiento (h), la irregularidad en el flujo de la corriente según el punto de la red (Ki), el diámetro de los conductores y su espaciamiento y su profundidad (Km) se usan las siguientes formulas, que son sencillas y llevan al diseño de una red ligeramente mas reforzada.

$$E_{malla} = K_m K_i I_{cc} \frac{\rho}{L}$$

Donde: **Km** es el coeficiente que toma en cuenta el numero de conductores paralelos (n) el espaciamiento (D) el diámetro (d) y la profundidad de enterramiento (h) de los conductores que forman la red. Su valor se calcula asi:

$$K_m = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2} \ln \left(\frac{D^2}{16hd} \right) + \frac{3}{4} \frac{5}{4} \frac{(2n-3)}{(2n-2)} \right]$$

L longitud total del conductor enterrado en metros

n numero de conductores longitudinales de la malla

Ki es el factor de irregularidad que toma en cuenta el flujo de corriente no uniforme de la red. La corriente tiende a crecer hacia la periferia de la red y sobre todo en las esquinas. Su valor se calcula mediante la fórmula:

$$K_i = 0.65 + 0.172 n$$

Dentro de la malla es posible reducir los potenciales de paso y de contacto o cualquier valor deseado, aun llegando al extremo de reducir los valores de tensión a cero, mediante el uso de una placa sólida, pero el

problema de los potenciales peligrosos fuera de la malla puede existir aun cuando se utilice como tierra una placa sólida.

La ecuación que calcula los potenciales de paso fuera de la malla para profundidad $h < 30$ cm, es la siguiente:

$$E_{paso} = K_s K_i I \frac{\rho}{L}$$

Donde: K_s es el factor geométrico que toma en cuenta el efecto del número de conductores n de la malla, el espaciamiento D y la profundidad de enterramiento h de los mismos. Su valor se calcula de la ecuación:

$$K_m = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D+h} + \frac{1}{3D+h} + \dots + \frac{1}{(n-1)D+h} \right]$$

Generalmente cuando las resistividades dentro y fuera de la malla son semejantes y la profundidad de la red es mayor de 30 cm, los potenciales de paso en la periferia no resultan peligrosos. Pero cuando la seguridad dentro de la malla se consigue utilizando una capa de roca triturada de alta resistividad, colocada en la superficie, y si dicha roca no se prolonga fuera del sistema de tierra, los potenciales de paso fuera de la malla pueden resultar peligrosos. Esto se puede evitar, prolongando la capa de roca triturada fuera de la malla, o eliminando las esquinas o proyecciones agudas en la malla propiamente.

2.5.3 Potenciales de transferencia

Los potenciales de transferencia se generan entre la red de tierra y cualquier punto exterior a la misma, llegando a su valor máximo cuando la red de tierra se encuentra bajo los efectos de un cortocircuito y alcanza su tensión más alta. Estos potenciales pueden aparecer en los conductores de los circuitos de comunicación o de señales, en los centros de los circuitos de baja tensión, así como en tubos conduit, rieles, rejillas metálicas, tuberías de agua,

etcétera. Para estos casos existen aparatos de protección, como son los transformadores de aislamiento y de neutralización, o se dan recomendaciones para conectar ciertos elementos de la subestación y así evitar situaciones peligrosas.

2.6 Método de dos capas

Este método se considera como general que se utiliza para calcular la resistencia de terrenos formados por dos capas diferentes. El cálculo de la red de tierra por este método considera que el sistema está formado por una malla de conductores enterrados horizontalmente, más un conjunto de conductores enterrados en forma vertical (electrodos) que se distribuyen en el perímetro de la red, repartidos más o menos a cinco conductores, en la zona que rodea los bancos de transformadores y los pararrayos tipo estación, para una rápida disipación de la corriente de cortocircuito.

El diseño de la red por este método se efectúa de acuerdo con lo especificado en la norma IEEE Std. 80-1986, tomando como punto de partida la fórmula de Schwarz que calcula la resistencia de la combinación de los conductores horizontales (malla) y conductores verticales (electrodos). La fórmula de Schwarz es la siguiente:

$$R_T = \frac{(R_m R_t - R_{me}^2)}{(R_m + R_t - 2 R_{me}^2)}$$

Donde:

R_T = resistencia de la red de tierra en ohms

R_m = resistencia de la suma de todos los conductores de la malla en ohms

R_e = resistencia de la suma de todos los electrodos de tierra en ohms

R_{me} = resistencia mutua entre los conductores de la malla y los electrodos en ohms

2.6.1 Cálculo del potencial de malla

Se parte de la expresión:

$$E_{malla} = K_m K_{ii} \frac{\rho}{L}$$

Pero los factores cambian su formulación por la siguiente expresión:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left[\ln \left(\frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dh} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{Kh} \ln \left(\frac{8}{\pi(2\pi-1)} \right) \right]$$

Donde:

$K_{ij} = 1$ en mallas con electrodos, a lo largo del perímetro, en las esquinas o a lo largo del perímetro y dentro.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2/n)^{2/n}}, \text{ en mallas, sin electrodos o algunos electrodos dentro}$$

de la malla, ninguno en las esquinas o en el perímetro

$n = \sqrt{AxB}$ (para el calculo de K_m y de K_i) en mallas rectangulares con retícula cuadrada, A= número de conductores longitudinales y B= número de conductores transversales.

$n = B$, para cálculo de K_s y K_i , se considera el valor de A y B . Lo normal es que B sea mayor.

$$Kh = \sqrt{1 + \frac{h}{h_0}}$$
, donde: h = profundidad de la malla en metros y $h_0 = 1$ m (profundidad de referencia de la malla).

2.6.2 Cálculo de la longitud total de los conductores

Para cable más electrodos se puede considerar:

$$L = L_m + 1.15L_i$$

Donde:

L_m longitud total de los conductores de la malla (longitudinales más transversales)

L_i longitud total de todos los electrodos

El 15% es un factor que toma en cuenta que la densidad de corriente en los electrodos próximos al perímetro de la malla es mayor. Para el caso de mallas sin electrodos o con electrodos solamente en el interior de la malla se tiene la siguiente expresión:

$$L = L_m + L_i$$

2.6.3 Cálculo del potencial de paso

Se calcula con la misma expresión que se utilizó en el método de una capa:

$$E_s = K_s K_i I \frac{\rho}{L}$$

En donde K_s se calcula con la fórmula siguiente:

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

Cuando h varía entre 0.3 y 2.50 metros, donde n es el mayor número de conductores de los dos ejes del rectángulo (transversales).

Si la profundidad h es menor de 0.3 m se utiliza la fórmula para K_s en el caso de una sola capa, es decir:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{2D+h} + \frac{1}{3D+h} + \dots + \frac{1}{(n-1)D+h} \right]$$

El valor de potencial de paso E_s , en la periferia de las mallas depende de la profundidad de la malla, a través del factor K_s , y disminuye rápidamente a medida que se incrementa la profundidad de la red (h).

Para mallas cuadradas, o sea $A=B$ (igual número de conductores en ambas direcciones), debe considerarse:

Si $n \leq 2.5$. La h debe escogerse en 0.30 y 2.5 metros $d < 0.3 h$ y $D > 2.5$

Para mallas rectangulares con retícula cuadrada, para el cálculo de E_m se utiliza la $n\sqrt{AxB}$ y para el cálculo de E_s se utiliza para la n de factores K_s y K_i el valor máximo de conductores, sea el de A o B aunque el número mayor suele ser el de B (transversales).

Para obtener de manera preliminar la longitud mínima de los conductores, que mantiene el potencial de contacto dentro de los límites de seguridad, se puede utilizar la fórmula:

$$L = \frac{KmKi \sqrt{t} \rho_i}{116 + 0.17 \rho_s}$$

Donde:

ρ_s = resistividad de la grava

t = tiempo de duración de la falla a tierra

K_i = factor de irregularidad que toma en cuenta el flujo de corriente no uniforme en la red.

3. CONDUCTORES DE TIERRA

Para la construcción de puestas a tierra existen dos tipos principales de conductores a tierra:

- Los conductores de protección (o de conexión)
- Los electrodos de tierra.

3.1 Conductor de protección de circuito

Es un conductor separado instalado con cada circuito y está presente para asegurar que parte o toda la corriente de falla regrese a la fuente a través de él. Puede ser un conductor individual, la cubierta metálica exterior de un cable o la estructura de un ducto metálico.

3.1.1 Conductores de Conexión

Estos conductores aseguran que las partes conductivas expuestas (tales como partes carcasas metálicas) permanezcan aproximadamente al mismo potencial durante condiciones de falla eléctrica. Las dos formas de conductores de conexión son:

- Conductores de conexión equipotencial principales, que conectan entre si a tierra, partes conductivas expuestas que normalmente no llevan corriente, pero podrían hacerlo bajo una condición de falla.
- Conductores de conexión suplementarios, para asegurar que el equipo eléctrico y otros de materiales conductivos en zonas específicas estén conectados entre si y permanecen sustancialmente al mismo potencial.

Es esencial, para ambos tipos de conductores, que el calibre de conductor sea capaz de llevar el valor total de la corriente de falla estimada, por la duración estimada, sin perjuicio para el conductor o para sus uniones.

3.2 Electrodo de tierra

El electrodo de tierra es el componente del sistema de puesta a tierra que está en contacto directo con el terreno y así proporciona un medio para recoger cualquier tipo de corriente de fuga a tierra. Los electrodos de tierra deben tener propiedades mecánicas y eléctricas apropiadas para responder satisfactoriamente a las fallas que los afectan, durante un período de tiempo relativamente largo. El material debe tener buena conductividad eléctrica y no corroerse dentro de un amplio rango de condiciones de suelo. El material preferido generalmente es el cobre.

El electrodo puede tomar diversas formas: barras verticales, conductores horizontales, placas, combinación de conductores horizontales y barras verticales (mallas de tierra). Esta es la forma más común de electrodos, cuando no se requiere controlar los potenciales de superficie.

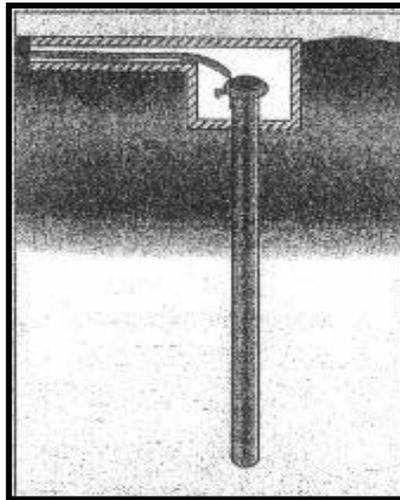
3.2.1 Barras

Esta es la forma mas común de electrodos, cuando no se requiere controlar los potenciales de superficie. La barra es de cobre puro o de acero cubierto de cobre (figura 20).

El tipo recubierto se usa cuando la barra se entierra por medios mecánicos (impacto) ya que el acero empleado tiene alta resistencia mecánica.

La capa de cobre debe ser de alta pureza y aplicada electrolíticamente para que no se deslice al enterrar la barra.

Figura 20. Barra de Tierra



La resistencia de una barra vertical de radio $a(m)$ y longitud $L (m)$ enterrada desde la superficie en un terreno de resistividad equivalente ρ_e es:

$$R = \frac{\rho_e}{2\pi L} \left[\ln \left(\frac{4L}{a} \right) - 1 \right] (\text{ohms})$$

3.2.2 Placas

Los electrodos de placa son de cobre y de acero galvanizado. Las planchas de acero galvanizado tienen un mínimo de 3mm de espesor y son cuadradas de 915 o 1220 mm por lado (figura 21).

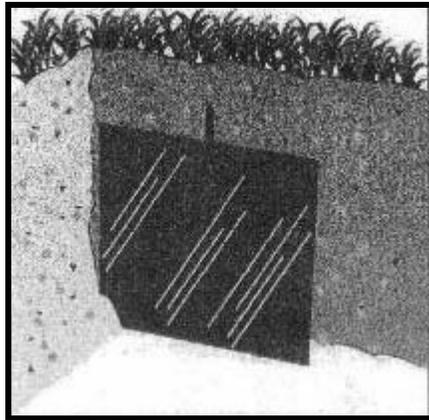
Las planchas de cobre son típicamente cuadradas de 600mm o 900mm de lado y entre 1.6mm y 3mm de espesor.

Una expresión simplificada para determinar su resistencia de puesta a tierra es:

$$R = \frac{0.8\rho}{L}$$

Donde: L(m) la profundidad máxima y ρ la resistividad equivalente del terreno.

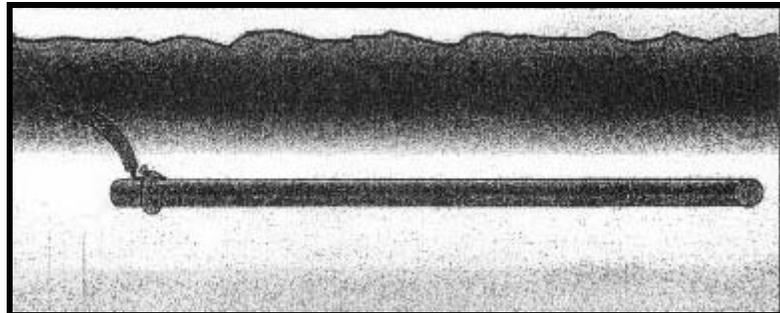
Figura 21. Placas de tierra



3.2.3 Electrodo horizontales

Están hechos de cintas de cobre de alta conductividad, barras de cobre o de conductores retorcidos (cables). La cinta es el material más conveniente pues para una sección dada de material presenta una mayor superficie y se considera que tiene un comportamiento mejor a alta frecuencia. Puede ser más difícil de conectar (por ejemplo a barras verticales), de modo que puede significar un costo de instalación levemente mayor (figura 22).

Figura 22. Electrodo Horizontal



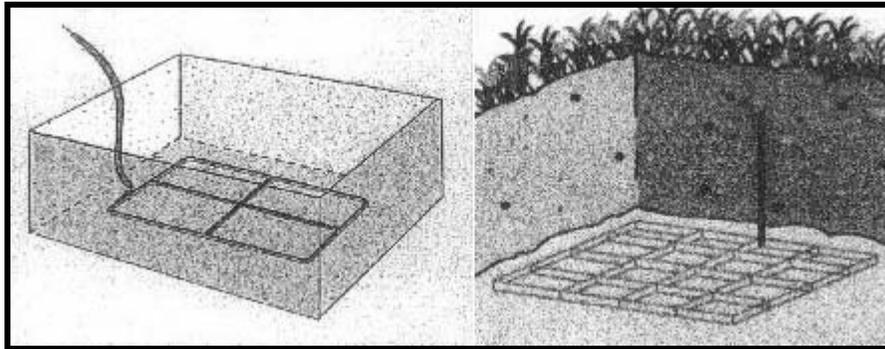
La resistencia de un conductor horizontal de radio **a (m)** y longitud **L (m)** enterrado a una profundidad de **h (m)**, con **h < 1 m**, es:

$$R = \frac{\rho}{2\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L^2}{ah} \right) - 2 + 2\frac{h}{L} - \frac{h^2}{L^2} + \frac{h^4}{2L^4} \right]$$

3.2.4 Mallas de tierra

Es un reticulado formado por la unión de conductores horizontales, normalmente en direcciones perpendiculares y uniformemente espaciados, incluyendo eventualmente conductores verticales (barras). Se utiliza especialmente cuando el objetivo principal de la puesta a tierra es mantener un control de potenciales en la superficie del terreno, con un bajo valor de resistencia (por ejemplo en una subestación grande el valor de la resistencia debe ser menor se 1 ohmio) (figura 23).

Figura 23. Mallas de tierra



Para efectuar un cálculo aproximado de su resistencia de puesta a tierra, se utiliza la expresión siguiente:

$$R = \frac{\rho}{4\sqrt{S/\pi}} + \frac{\rho}{L} \text{ ohms}$$

Donde: ρ : resistividad equivalente del terreno (ohm-m)

S: superficie que cubre la malla (m²)

L : longitud total de conductor de la malla (m)

3.2.4.1 Voltajes presentes en mallas de tierra

Consideramos una malla formada por **n** conductores dispuestos en cada dirección, con separación uniforme **D** entre ellos, enterrada a una profundidad fija de **h** metros, siendo **L** la longitud total de conductor enterrado. En el momento en que una falla difunde una corriente de **I** Amperes al terreno, una persona puede quedar expuesta a los siguientes voltajes de riesgo:

a) Voltaje de paso o voltaje de pie-pie:

Corresponde a la diferencia de potencial entre dos puntos ubicados sobre la superficie del suelo, separados una distancia de un metro:

b) Voltaje de contacto o mano-pie máximo:

El voltaje de contacto o mano-pie corresponde a la diferencia existente entre el potencial de un punto sobre la superficie del terreno, y el potencial que adquiere un conductor metálico unido a la malla.

Estos voltajes presentes en la superficie del terreno, sobre una malla de tierra que difunde una corriente de falla, no deben superar en ningún caso, los voltajes tolerables por el cuerpo humano. Las siguientes definiciones definen la máxima diferencia de potencial a que puede ser sometido el cuerpo humano, en base a los posibles puntos de contacto, mediante las siguientes expresiones:

a) Máximo voltaje de paso tolerable:

$$V_p = \frac{116 + 0.696c\rho_s}{\sqrt{t}}$$

b) Máximo voltaje de contacto tolerable:

$$V_p = \frac{116 + 0.174c\rho_s}{\sqrt{t}}$$

En donde:

ρ_s : resistividad de la capa superficial

t : tiempo global de exposición

c : factor de corrección debido a la presencia de la capa superficial resistiva. En la práctica se estima como 1.

Los límites de diseño se han establecido como voltajes y, para llegar a los límites apropiados, es necesario considerar la impedancia a través del cuerpo humano, la resistencia de contacto de la mano, la resistencia del calzado y la resistividad del material superficial bajo el calzado, suponiendo:

Tabla VIII. Impedancias consideradas en el diseño de una malla de tierra

Resistividad	Límites Considerables
100 ohm-m	Resistividad del suelo
1,000 ohm-m	Impedancia del ser humano
4,000 ohm-m	Impedancia para el calzado
300 ohm-m	Resistencia de contacto con la mano

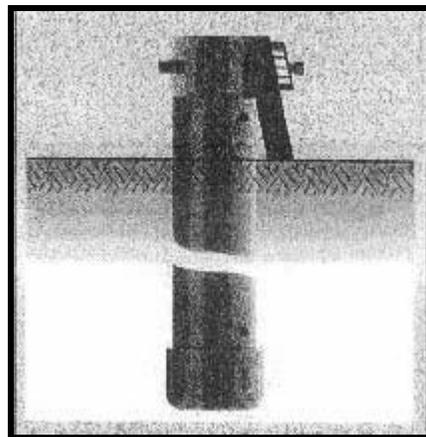
3.2.5 Electrodo Activo

Consiste de un tubo de cobre llenado parcialmente con sales o sustancias conductoras, con perforaciones en los extremos superior (para ventilación) e inferior (para drenaje) y sellados ambos extremos con tapas (figura 24).

La humedad existente en el aire ingresa por las perforaciones de ventilación, entra en contacto con la sal o sustancia conductiva formando una

solución que escurre hacia la parte inferior del tubo y fluye a través de las perforaciones de drenaje hacia el suelo circundante, mediante osmosis. De este modo, el electrolito forma raíces en el terreno que lo rodea, las cuales ayudan a mantener su impedancia en un nivel bajo.

Figura 24. Electrodo activo o raíz electrolítica



Es una alternativa atractiva cuando no se dispone de mucho terreno y se desea obtener un bajo valor de impedancia (se estima del orden o inferior de 10 ohms) pero tiene el inconveniente que requiere mantenimiento.

3.3 Dimensionamiento de los conductores

3.3.1 Conductores de servicio y de protección

La dimensión de los conductores de los sistemas de servicio, debe calcularse conforme al valor de la corriente de servicio que circule por ellos. La sección puede determinarse por la fórmula presentada en el capítulo 2 según el inciso 2.5.1.

Normalmente sin embargo, razones mecánicas determinan una dimensión mayor. Se recomienda para instalaciones de puestas a tierra los siguientes valores mínimos, según la dimensión del conductor activo:

Tabla IX. Sección Mínima de conductor de tierra de servicio

Sección nominal conductor Activo (mm²)	Sección nominal conductor de tierra de servicio (mm²)
Hasta 6	4
Entre 10 y 25	10
Entre 35 y 70	16
Entre 95 y 120	35
Entre 50 y 240	50
Entre 300 y 400	70

Los conductores del sistema de protección se calculan según la siguiente tabla:

Tabla X. Sección mínima de conductores de protección

Según I_p (corriente de funcionamiento de los dispositivos de protección) (Amperes)	Según I_a S_c (Sección nominal del conductor activo) (mm^2)	Sección nominal conductor de tierra de protección (mm^2)
--	1.5	1.5
--	2.5	1.5
25	4	2.5
35	6	4
50	10	6
--	16	6
60	25	10
--	35	10
80 a 125	50	16
--	70	16
160	95 hasta 185	25
225	240 hasta 300	35
260	400 o mas	50
--	350	70
--	Sobre 350	95

Para colector de tierra se recomienda emplear conductor o barra de cobre de 50 a 120 mm^2 de sección, según la corriente de derivación, aplicando la tabla X.

3.2.2 Valor mínimo de la sección de los electrodos de tierra

Dada la rigidez mecánica necesaria y la capacidad de descarga de corriente que ha de considerarse, se recomienda por lo general los siguientes valores mínimos, para la sección de los electrodos de tierra:

a) Electrodos en zanjas

Electrodos de acero galvanizado:

Hilos de 20 mm²

Cintas de 125 mm² y de 5 mm de grosor

Electrodos de acero recubierto de cobre:

Hilos de 50 mm²

Electrodos de cobre:

Hilos de 16 mm²

Cintas de 75 mm² con un grosor de 3mm.

b) Electrodos de barra enterrada verticalmente

Los electrodos de barra no deben tener una longitud inferior a 2 m y con una separación mínima de 2 m entre dos de ellos, si constituyen un electrodo común.

Electrodos de acero galvanizado:

Varillas de 10 mm de diámetro

Tubos de 20 mm de dimensión comercial

Barras de acero en I de 50x50x5 mm

Barras de acero en U de 30x33x5 mm

Barras de acero en T de 50x50x6 mm

Barras de acero en cruz de 50x1 mm

Electrodos de acero recubiertos de cobre:

Varillas de acero de 10 mm de diámetro recubiertas de una capa de cobre de 0.35 mm.

Electrodos de cobre:

Tubos de 30x3 mm

c) Electrodo de placa:

Placas de acero galvanizado, de 5 mm de grosor

Placas de cobre, de 2 mm de grosor

d) Electrodo para subestaciones transformadoras:

Se establecen los siguientes valores mínimos de densidad de corriente, dependiendo del tiempo de despeje de falla y del tipo de unión o conexión del cable:

Tabla XI. Densidad de corriente para cable de electrodo de tierra

Tiempo de fallas (segundos)	Cable solo (A/mm ²)	Unión soldada (A/mm ²)	Unión apornada (A/mm ²)
0.5	333.3	250.0	200.0
1.0	250.0	182.0	154.0
40.0	133.3	95.24	80.0
30.0	47.62	38.46	30.30

4. MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Las instalaciones de los conductores de puesta a tierra del equipo de la acometida, se deben hacer según los siguientes incisos:

a) En sistemas puestos a tierra: la instalación se debe hacer conectando el conductor de puesta a tierra de equipo, al conductor de la acometida puesto a tierra y al conductor del electrodo de puesta a tierra.

b) En sistemas no-puestos a tierra: la instalación se debe hacer conectando el conductor de puesta a tierra de equipo, al conductor del electrodo de puesta a tierra.

c) Trayectoria efectiva de puesta a tierra: la trayectoria a tierra desde los circuitos, equipo y cubiertas metálicas de conductores debe ser (1) permanente y eléctricamente continua; (2) de capacidad suficiente para conducir con seguridad cualquier corriente eléctrica de falla que pueda producirse y (3) de una impedancia suficientemente baja como para limitar la tensión eléctrica a tierra y facilitar el funcionamiento de los dispositivos de protección del circuito. El terreno natural no se debe utilizar como el único conductor de puesta a tierra de equipo.

d) Lado de suministro de equipo: se permite que el conductor puesto a tierra sirva para poner a tierra las partes metálicas y no-conductoras de equipo, canalizaciones.

e) Lado de la carga de equipo: no se debe usar un conductor puesto a tierra para poner a tierra las partes metálicas no-conductoras de equipo que haya en el lado de la carga del medio de desconexión de la acometida, o en el lado de la carga del medio de desconexión o del dispositivo de sobrecorriente de un sistema derivado separadamente que no tenga un medio de desconexión principal de la red.

Cuando se instalan electrodos de tierra, se deben satisfacer las tres condiciones siguientes:

- El trabajo debe realizarse lo más eficiente para minimizar los costos de instalación.
- El terreno o material de relleno usado no debe tener un índice de acidez pH que cause corrosión al electrodo.
- Todas las uniones o conexiones bajo tierra deben ser construidas de modo que no presente corrosión en la unión o conexión.

El método de instalación, relleno y conexiones dependerá del tipo de sistema de electrodos que se usará y de las condiciones del terreno.

4.1 Barras

Generalmente la instalación de electrodos del tipo barras es la más conveniente y económica. Los métodos de instalación incluyen accionamiento manual, accionamiento mecánico y perforación. Barras cortas (típicamente hasta 3 metros de largo) se instalan a menudo empleando un martillo pesado operado manualmente. Las barras están acondicionadas con una cabeza endurecida y una punta de acero para asegurar que la barra misma no se dañe durante el proceso.

Para barras más largas se emplea un martillo neumático. Cuando se requiere barras más profundas o en condiciones de suelo difícil donde hay roca subyacente, la forma más efectiva es taladrar una perforación estrecha en la cual se instala el electrodo de barra con material de relleno adecuado. De este modo incluso puede instalarse electrodos de cobre sólido relativamente delgados.

4.2 Planchas

Las planchas requieren mayor excavación manual o mecánica y, por lo tanto, el costo de instalación puede ser muy elevado. Se instalan normalmente en un plano vertical, desde aproximadamente 0.5 metros bajo la superficie, debido al elevado costo de instalación, hoy día rara vez se justifica usar planchas, y las existentes, cuando se detecta deterioro son reemplazadas normalmente por una agrupación de barras.

4.3 Electrodo Horizontal

Estos electrodos pueden ser instalados en surcos directamente en el terreno, frecuentemente se instalan en zanjas de hasta un metro de profundidad. Lo habitual es entre 60 y 80 centímetros y más si es necesario pasar bajo nivel de escarcha en zonas heladas. Una buena oportunidad de instalación es tender el conductor durante las excavaciones para obras civiles, previniendo daño o robo del conductor, una vez tendido.

4.4 Conexiones

La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra con el electrodo correspondiente, debe ser accesible y estar hecha de tal manera que asegure una puesta a tierra eficaz y permanente.

Cuando sea necesario asegurar esta conexión a una instalación de tubería metálica utilizada como electrodo de puesta a tierra, se debe hacer un puente de unión efectivo alrededor de las juntas y secciones aisladas y alrededor de cualquier equipo que se pueda desconectar para su reparación y sustitución. Los conductores del puente de unión deben ser lo suficientemente largos como para permitir el desmontaje de dichos equipos, manteniendo la integridad de la conexión.

Los conductores de puesta a tierra y los cables de puentes de unión se deben conectar mediante soldadura exotérmica, conectadores a presión aprobados y listados, abrazaderas u otros medios también aprobados y listados. No se deben usar medios o herrajes de conexión que solo dependan de soldadura.

Cuando entren en una caja o tablero dos o más conductores de puesta a tierra de equipo, todos esos conductores se deben empalmar o unir dentro de la caja o a la caja, con accesorios adecuados a ese uso. No se deben hacer conexiones que dependan únicamente de soldadura. La instalación de las conexiones de tierra se debe hacer de forma tal que la desconexión o desmontaje de una conexión, aparato eléctrico u otro dispositivo que reciba energía desde la caja, no impida ni interrumpa la continuidad a tierra.

Las terminales de conexión de los conductores de puesta a tierra de equipo se deben identificar de la siguiente manera:

1. Mediante un tornillo terminal de cabeza hexagonal pintada de verde, que no se pueda quitar fácilmente
2. Mediante una tuerca terminal hexagonal pintada de verde, que no se pueda quitar fácilmente.
3. Mediante un conector a presión pintado de verde. Si la terminal del conductor de puesta a tierra no es visible, se debe marcar el orificio de entrada del cable de tierra con la palabra "verde" o "puesta a tierra", con las letras "V" o "T" o con el símbolo de puesta a tierra.

4.4.1 Conexiones Mecánicas

En este tipo de conexiones las de uso mas frecuente son la conexión apernada (en el caso de cintas o barras de sección rectangular) y la conexión por compresión (abrazadera). Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia. En las conexiones apernadas, debe tenerse cuidado con el tamaño de las perforaciones talabradadas para acomodar el perno, para no perjudicar la capacidad de transporte de corriente de la cinta o barra. El diámetro de esta perforación no debe ser superior a un tercio del ancho de la cinta o barra.

Cuando se apernan metales diferentes (por ejemplo cintas de cobre y aluminio), las superficies deben ser minuciosamente limpiadas y protegidas por un inhibidor de oxido. Una vez hecha la conexión, el exterior debe ser recubierto por pintura bituminosa u otro medio para proteger contra el ingreso de humedad. Cuando se une cobre y aluminio, el cobre primero debe ser estañado. Estas conexiones no pueden ser enterradas.

Para unir distintos tipos de conductores, por ejemplo barras de tierra a cinta o cable, se dispone de abrazaderas apropiadas. El método de unión por remache no es aceptable, pues los remaches se sueltan y rompen por vibración, oxidación, etc.

4.4.2 Conexiones Bronceadas

Las conexiones bronceadas se aplican ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Es esencial disponer las superficies planas y limpias, pues los materiales de bronceado no fluyen como la soldadura. Es esencial además de una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes. La técnica emplea alta temperatura y bronce como material de relleno, que es el que mas se ajusta al cobre.

4.4.3 Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola pedernal se enciende una mezcla de polvos de aluminio y de oxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente pura, entorno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito.

Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con recubierta de cobre, acero galvanizado y riel de acero.

4.4.4 Conexiones soldadas en forma autógena

Cuando necesitan unirse componentes de cobre de gran tamaño, se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área entorno al electrodo y la soldadura envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Este último se usa ampliamente como el gas inerte cuando se solda cobre.

El aluminio puede soldarse via arco de gas inerte o arco de gas inerte de metal. También en este caso se usa algunas veces la soldadura en frio a presión.

4.4.5 Capacidad de transporte de corriente de falla

El tipo de unión puede influir en el tamaño del conductor usado debido a las diferentes temperaturas máximas permisibles para las distintas uniones. La tabla siguiente indica la máxima temperatura permisible para diferentes tipos de uniones y el tamaño del conductor requerido según el tipo de unión, para una corriente de falla de 25 kA y una duración de 1 segundo.

Tabla XII. Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones

Uniones	Apernada	Bronceada	Soldada
Temperatura Máxima	250°	450°	700°
Calibre del Conductor	152mm ²	117mm ²	101mm ²

4.5 Relleno

Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra arenada en el volumen alrededor del electrodo se obtendrá una reducción inmediata y significativa en su resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, si los elementos químicos usados se eligen debido a que son solubles, continuarán diluyéndose progresivamente por agua de lluvia u otra causa y la resistividad del suelo entonces aumentará, hasta eventualmente retornar a su valor original.

Se necesita un mantenimiento regular para reaprovisionamiento de los elementos químicos diluidos. Además del costo de mantenimiento, debe considerarse el impacto en el ambiente local de las sustancias químicas incorporadas, lo que puede entrar en conflicto con la legislación del medio ambiente. Esta razón descarta un grupo de materiales que antiguamente se empleaban como relleno. En particular materiales que no deberían ser usados como relleno son: arena, polvo de coque, ceniza y otros materiales ácidos y/o corrosivos.

En algunas circunstancias, se requieren emplear materiales de relleno especiales, debido a la deficiente conductividad eléctrica del terreno. En estos casos, se agregan deliberadamente algunos aditivos con la intención de reducir la resistividad del suelo en la vecindad del electrodo y de ese modo reducir su impedancia de puesta a tierra. El grado de mejoramiento depende principalmente del valor de resistividad original del terreno, de su estructura y del tamaño del sistema de electrodos. Materiales especiales de relleno para producir este efecto son:

4.5.1 Bentonita

Es una arcilla de color pardo, de formación natural, levemente alcalina, con un pH de 10.5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua, reteniéndola y de este modo expandirse hasta treinta veces su volumen seco. Su nombre químico es montmorillonita. En terreno, puede absorber, humedad del suelo circundante y esta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del tiempo.

Tiene baja resistividad (aproximadamente 5 ohm-metro) y no es corrosiva. Se usa a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

4.5.2 Yeso

Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso) se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con bentonita o con el suelo natural del área. Tienen baja solubilidad, y baja resistividad (aproximadamente 5 –10 ohm- metro en una solución saturada). Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6.2 y 6.9. Se presenta en forma natural y se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de SO_3 ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y fundaciones (cimientos). El efecto beneficioso en el valor de la resistencia a tierra del electrodo es menor que en el caso de bentonita.

4.6 Aporte de Sales

Dos o más sales en solución acuosa, acompañadas de catalizadores en la proporción adecuada, reaccionan entre sí formando un precipitado en forma de gel estable, con una elevada conductividad eléctrica (resistividad de aproximadamente de 1 ohm- metro), resistente al ambiente ácido del terreno, con buenas cualidades higroscópicas e insoluble al agua. Esta última cualidad le confiere al tratamiento con esos materiales sintéticos su permanencia en el tiempo. Con estos gel se consiguen reducciones en la resistencia de puesta a tierra de electrodos que van del 25% al 80% del valor original sin tratamiento.

4.7 Aplicación de Normas Internacionales

Una instalación de puesta a tierra se compone esencialmente de electrodos, que son los elementos que están en íntimo contacto con el suelo (enterrados) y de conductores, utilizados para enlazar a los electrodos entre si y a éstos, con los gabinetes de los equipos y demás instalaciones expuestas a corrientes nocivas, manteniendo al mismo tiempo, una superficie equipotencial a su alrededor.

Las normas ANSI-1999 señala en su capítulo de puestas a tierra para subestaciones los parámetros a tomar en cuenta. (ver ANEXO 3).

4. MÉTODOS DE INSTALACIÓN DE ELECTRODOS DE PUESTA A TIERRA

Las instalaciones de los conductores de puesta a tierra del equipo de la acometida, se deben hacer según los siguientes incisos:

a) En sistemas puestos a tierra: la instalación se debe hacer conectando el conductor de puesta a tierra de equipo, al conductor de la acometida puesto a tierra y al conductor del electrodo de puesta a tierra.

b) En sistemas no-puestos a tierra: la instalación se debe hacer conectando el conductor de puesta a tierra de equipo, al conductor del electrodo de puesta a tierra.

c) Trayectoria efectiva de puesta a tierra: la trayectoria a tierra desde los circuitos, equipo y cubiertas metálicas de conductores debe ser (1) permanente y eléctricamente continua; (2) de capacidad suficiente para conducir con seguridad cualquier corriente eléctrica de falla que pueda producirse y (3) de una impedancia suficientemente baja como para limitar la tensión eléctrica a tierra y facilitar el funcionamiento de los dispositivos de protección del circuito. El terreno natural no se debe utilizar como el único conductor de puesta a tierra de equipo.

d) Lado de suministro de equipo: se permite que el conductor puesto a tierra sirva para poner a tierra las partes metálicas y no-conductoras de equipo, canalizaciones.

e) Lado de la carga de equipo: no se debe usar un conductor puesto a tierra para poner a tierra las partes metálicas no-conductoras de equipo que haya en el lado de la carga del medio de desconexión de la acometida, o en el lado de la carga del medio de desconexión o del dispositivo de sobrecorriente de un sistema derivado separadamente que no tenga un medio de desconexión principal de la red.

Cuando se instalan electrodos de tierra, se deben satisfacer las tres condiciones siguientes:

- El trabajo debe realizarse lo más eficiente para minimizar los costos de instalación.
- El terreno o material de relleno usado no debe tener un índice de acidez pH que cause corrosión al electrodo.
- Todas las uniones o conexiones bajo tierra deben ser construidas de modo que no presente corrosión en la unión o conexión.

El método de instalación, relleno y conexiones dependerá del tipo de sistema de electrodos que se usará y de las condiciones del terreno.

4.1 Barras

Generalmente la instalación de electrodos del tipo barras es la más conveniente y económica. Los métodos de instalación incluyen accionamiento manual, accionamiento mecánico y perforación. Barras cortas (típicamente hasta 3 metros de largo) se instalan a menudo empleando un martillo pesado operado manualmente. Las barras están acondicionadas con una cabeza endurecida y una punta de acero para asegurar que la barra misma no se dañe durante el proceso.

Para barras más largas se emplea un martillo neumático. Cuando se requiere barras más profundas o en condiciones de suelo difícil donde hay roca subyacente, la forma más efectiva es taladrar una perforación estrecha en la cual se instala el electrodo de barra con material de relleno adecuado. De este modo incluso puede instalarse electrodos de cobre sólido relativamente delgados.

4.2 Planchas

Las planchas requieren mayor excavación manual o mecánica y, por lo tanto, el costo de instalación puede ser muy elevado. Se instalan normalmente en un plano vertical, desde aproximadamente 0.5 metros bajo la superficie, debido al elevado costo de instalación, hoy día rara vez se justifica usar planchas, y las existentes, cuando se detecta deterioro son reemplazadas normalmente por una agrupación de barras.

4.3 Electrodo Horizontal

Estos electrodos pueden ser instalados en surcos directamente en el terreno, frecuentemente se instalan en zanjas de hasta un metro de profundidad. Lo habitual es entre 60 y 80 centímetros y más si es necesario pasar bajo nivel de escarcha en zonas heladas. Una buena oportunidad de instalación es tender el conductor durante las excavaciones para obras civiles, previniendo daño o robo del conductor, una vez tendido.

4.4 Conexiones

La conexión de un conductor del electrodo de puesta a tierra con el electrodo correspondiente, debe ser accesible y estar hecha de tal manera que asegure una puesta a tierra eficaz y permanente.

Cuando sea necesario asegurar esta conexión a una instalación de tubería metálica utilizada como electrodo de puesta a tierra, se debe hacer un puente de unión efectivo alrededor de las juntas y secciones aisladas y alrededor de cualquier equipo que se pueda desconectar para su reparación y sustitución. Los conductores del puente de unión deben ser lo suficientemente largos como para permitir el desmontaje de dichos equipos, manteniendo la integridad de la conexión.

Los conductores de puesta a tierra y los cables de puentes de unión se deben conectar mediante soldadura exotérmica, conectadores a presión aprobados y listados, abrazaderas u otros medios también aprobados y listados. No se deben usar medios o herrajes de conexión que solo dependan de soldadura.

Cuando entren en una caja o tablero dos o más conductores de puesta a tierra de equipo, todos esos conductores se deben empalmar o unir dentro de la caja o a la caja, con accesorios adecuados a ese uso. No se deben hacer conexiones que dependan únicamente de soldadura. La instalación de las conexiones de tierra se debe hacer de forma tal que la desconexión o desmontaje de una conexión, aparato eléctrico u otro dispositivo que reciba energía desde la caja, no impida ni interrumpa la continuidad a tierra.

Las terminales de conexión de los conductores de puesta a tierra de equipo se deben identificar de la siguiente manera:

1. Mediante un tornillo terminal de cabeza hexagonal pintada de verde, que no se pueda quitar fácilmente
2. Mediante una tuerca terminal hexagonal pintada de verde, que no se pueda quitar fácilmente.
3. Mediante un conector a presión pintado de verde. Si la terminal del conductor de puesta a tierra no es visible, se debe marcar el orificio de entrada del cable de tierra con la palabra "verde" o "puesta a tierra", con las letras "V" o "T" o con el símbolo de puesta a tierra.

4.4.1 Conexiones Mecánicas

En este tipo de conexiones las de uso mas frecuente son la conexión apernada (en el caso de cintas o barras de sección rectangular) y la conexión por compresión (abrazadera). Es esencial una conexión eléctrica de baja resistencia. En las conexiones apernadas, debe tenerse cuidado con el tamaño de las perforaciones talabradadas para acomodar el perno, para no perjudicar la capacidad de transporte de corriente de la cinta o barra. El diámetro de esta perforación no debe ser superior a un tercio del ancho de la cinta o barra.

Cuando se apernan metales diferentes (por ejemplo cintas de cobre y aluminio), las superficies deben ser minuciosamente limpiadas y protegidas por un inhibidor de oxido. Una vez hecha la conexión, el exterior debe ser recubierto por pintura bituminosa u otro medio para proteger contra el ingreso de humedad. Cuando se une cobre y aluminio, el cobre primero debe ser estañado. Estas conexiones no pueden ser enterradas.

Para unir distintos tipos de conductores, por ejemplo barras de tierra a cinta o cable, se dispone de abrazaderas apropiadas. El método de unión por remache no es aceptable, pues los remaches se sueltan y rompen por vibración, oxidación, etc.

4.4.2 Conexiones Bronceadas

Las conexiones bronceadas se aplican ampliamente al cobre y aleaciones de cobre. Es esencial disponer las superficies planas y limpias, pues los materiales de bronceado no fluyen como la soldadura. Es esencial además de una buena fuente de calor, particularmente para conectores grandes. La técnica emplea alta temperatura y bronce como material de relleno, que es el que mas se ajusta al cobre.

4.4.3 Uniones exotérmicas

Estas uniones se realizan mediante un molde de grafito que se diseña para ajustar el tipo específico de unión y el tamaño de los conductores. Usando una pistola pedernal se enciende una mezcla de polvos de aluminio y de oxido de cobre y la reacción que se crea forma una unión de cobre virtualmente pura, entorno a los conductores. La reacción de alta temperatura se produce en el interior del molde de grafito.

Los metales que pueden conectarse son acero inoxidable, bronce, cobre, acero con recubierta de cobre, acero galvanizado y riel de acero.

4.4.4 Conexiones soldadas en forma autógena

Cuando necesitan unirse componentes de cobre de gran tamaño, se usa soldadura autógena en ambiente gaseoso. El arco eléctrico proporciona el calor, mientras que el área entorno al electrodo y la soldadura envuelta por un gas tal como argón, helio o nitrógeno. Este último se usa ampliamente como el gas inerte cuando se solda cobre.

El aluminio puede soldarse via arco de gas inerte o arco de gas inerte de metal. También en este caso se usa algunas veces la soldadura en frio a presión.

4.4.5 Capacidad de transporte de corriente de falla

El tipo de unión puede influir en el tamaño del conductor usado debido a las diferentes temperaturas máximas permisibles para las distintas uniones. La tabla siguiente indica la máxima temperatura permisible para diferentes tipos de uniones y el tamaño del conductor requerido según el tipo de unión, para una corriente de falla de 25 kA y una duración de 1 segundo.

Tabla XII. Temperatura máxima permisible para diferentes tipos de uniones

Uniones	Apernada	Bronceada	Soldada
Temperatura Máxima	250°	450°	700°
Calibre del Conductor	152mm ²	117mm ²	101mm ²

4.5 Relleno

Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra arenada en el volumen alrededor del electrodo se obtendrá una reducción inmediata y significativa en su resistencia de puesta a tierra. Sin embargo, si los elementos químicos usados se eligen debido a que son solubles, continuarán diluyéndose progresivamente por agua de lluvia u otra causa y la resistividad del suelo entonces aumentará, hasta eventualmente retornar a su valor original.

Se necesita un mantenimiento regular para reaprovisionamiento de los elementos químicos diluidos. Además del costo de mantenimiento, debe considerarse el impacto en el ambiente local de las sustancias químicas incorporadas, lo que puede entrar en conflicto con la legislación del medio ambiente. Esta razón descarta un grupo de materiales que antiguamente se empleaban como relleno. En particular materiales que no deberían ser usados como relleno son: arena, polvo de coque, ceniza y otros materiales ácidos y/o corrosivos.

En algunas circunstancias, se requieren emplear materiales de relleno especiales, debido a la deficiente conductividad eléctrica del terreno. En estos casos, se agregan deliberadamente algunos aditivos con la intención de reducir la resistividad del suelo en la vecindad del electrodo y de ese modo reducir su impedancia de puesta a tierra. El grado de mejoramiento depende principalmente del valor de resistividad original del terreno, de su estructura y del tamaño del sistema de electrodos. Materiales especiales de relleno para producir este efecto son:

4.5.1 Bentonita

Es una arcilla de color pardo, de formación natural, levemente alcalina, con un pH de 10.5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua, reteniéndola y de este modo expandirse hasta treinta veces su volumen seco. Su nombre químico es montmorillonita. En terreno, puede absorber, humedad del suelo circundante y esta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del tiempo.

Tiene baja resistividad (aproximadamente 5 ohm-metro) y no es corrosiva. Se usa a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

4.5.2 Yeso

Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso) se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con bentonita o con el suelo natural del área. Tienen baja solubilidad, y baja resistividad (aproximadamente 5 –10 ohm- metro en una solución saturada). Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6.2 y 6.9. Se presenta en forma natural y se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de SO_3 ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y fundaciones (cimientos). El efecto beneficioso en el valor de la resistencia a tierra del electrodo es menor que en el caso de bentonita.

4.6 Aporte de Sales

Dos o más sales en solución acuosa, acompañadas de catalizadores en la proporción adecuada, reaccionan entre sí formando un precipitado en forma de gel estable, con una elevada conductividad eléctrica (resistividad de aproximadamente de 1 ohm- metro), resistente al ambiente ácido del terreno, con buenas cualidades higroscópicas e insoluble al agua. Esta última cualidad le confiere al tratamiento con esos materiales sintéticos su permanencia en el tiempo. Con estos gel se consiguen reducciones en la resistencia de puesta a tierra de electrodos que van del 25% al 80% del valor original sin tratamiento.

4.7 Aplicación de Normas Internacionales

Una instalación de puesta a tierra se compone esencialmente de electrodos, que son los elementos que están en íntimo contacto con el suelo (enterrados) y de conductores, utilizados para enlazar a los electrodos entre si y a éstos, con los gabinetes de los equipos y demás instalaciones expuestas a corrientes nocivas, manteniendo al mismo tiempo, una superficie equipotencial a su alrededor.

Las normas ANSI-1999 señala en su capítulo de puestas a tierra para subestaciones los parámetros a tomar en cuenta. (ver ANEXO 3).

5. MANTENIMIENTO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

El método aceptado para verificar la condición de un electrodo de tierra es mediante una prueba o ensayo desde superficie. Sin embargo, la prueba de impedancia del sistema no necesariamente detectará, por ejemplo, corrosión en algunos componentes del electrodo o en las uniones y no es suficiente para indicar que el sistema de puesta a tierra está en buenas condiciones.

La frecuencia del mantenimiento y la práctica recomendada en cualquier instalación depende del tipo y tamaño de la instalación, su función y su nivel de voltaje. Por ejemplo, se recomienda que las instalaciones como salas de mando y control se prueben cada cinco años y las instalaciones industriales cada tres años.

Todos los tipos de instalaciones deben ser objeto de dos tipos de mantenimiento:

- Inspección a intervalos frecuentes de aquellos componentes que son accesibles o que pueden facilitarse o hacerse accesibles.
- Examen, incluyendo una inspección rigurosa y, posiblemente prueba.

La inspección del sistema de tierra en una instalación normalmente ocurre asociada con la visita para otra labor de mantenimiento. Consiste de una inspección visual, solo de aquellas partes del sistema que pueden verse directamente, particularmente observando evidencia de desgaste, corrosión, vandalismo o robo.

El procedimiento en diferentes instalaciones es el siguiente:

a) Instalaciones Comerciales

La inspección normalmente toma lugar asociada con otro trabajo en el local, por ejemplo, mejoramiento del servicio, extensiones, etc. El contratista o supervisor debe inspeccionar a conciencia y recomendar cambios donde observe que una instalación no satisface las normas correspondientes. En particular, debe asegurar que la conexión entre los terminales de tierra del proveedor y del cliente es de dimensión suficiente para cumplir la reglamentación.

b) Subestaciones de distribución

Requieren inspección regular, típicamente una vez al año, con inspección visual de todo el arreglo de conductores del sistema de tierra. Si la red de bajo voltaje es aérea, el sistema de tierra de la red se revisa como parte de las normas regulares de la revisión de línea.

c) Subestaciones Principales

Son monitoreadas continuamente por control remoto e inspeccionadas frecuentemente de 6 a 8 veces al año. Obviamente algunos casos de deficiencias en el sistema de tierra, tales como el robo de conductores de cobre expuestos, no pueden detectarse por el monitoreo continuo y deberían ser descubiertos durante una de estas visitas.

El examen de un sistema de tierra consiste de una muy rigurosa y detallada inspección del sistema de tierra. En particular, se revisará si el

sistema satisface las normas de puesta a tierra. Además, el sistema debe probarse como se indica, de acuerdo al tipo de instalación:

a) Instalaciones Comerciales

Se recomienda que este examen se realice con frecuencia no inferior a una vez cada 5 años. Como parte del examen se requieren dos tipos de pruebas independientes:

- Prueba de impedancia del circuito de tierra. Se dispone de instrumentos de prueba comerciales para este propósito.
- Prueba de funcionamiento de todos los interruptores de corriente residual existentes en la instalación. Esta prueba debe ser independiente del botón de ensayo incorporado en el interruptor.

b) Edificios Principales de Subestaciones

Se requieren las siguientes pruebas para el sistema de tierra

- Una prueba de impedancia del circuito de prueba.
- Una prueba de funcionamiento de todos los interruptores de corriente residual.
- Una prueba de conexión de todas las partes metálicas ajenas, al sistema eléctrico, es decir; tableros metálicos, gabinetes de control, distribuidores automáticos, etc. Esta prueba se realiza usando un Ohmetro para medida de baja resistencia (micro-Ohmetro), entre el terminal de tierra del cliente y todas las partes metálicas respectivas.

c) Instalaciones con protección contra descarga de rayo

Se recomienda que el examen se realice confrontando con una norma relativa al tema. Esto significa previamente aislar el electrodo de los conductores de bajada del sistema de protección contra rayos. Existen instrumentos de medida de impedancia del tipo tenaza que no requieren desconectar el electrodo. El valor medido de resistencia a tierra del electrodo debe compararse con el valor de diseño.

d) Subestaciones de distribución

El examen se realiza menos frecuentemente una vez cada 5 ó 6 años. Se recomienda una inspección muy rigurosa, removiendo cubiertas donde sea apropiado. Particularmente se requiere que se las conexiones de todas las partes metálicas normalmente accesibles, estanques de transformadores, de interruptores, puertas de acero, rejas de acero, etc.

Las siguientes pruebas se realizan típicamente, con el equipo normalmente en servicio (debe usarse un procedimiento especial para resguardarse de posibles voltajes excesivos que ocurran durante la prueba):

- Prueba de conexión entre el electrodo de tierra y partes metálicas normalmente accesibles.
- Recorrido del electrodo enterrado y examen de éste en algunos sitios para asegurar que no ha sufrido corrosión.
- Se mide la resistencia del electrodo del lado de alta tensión y se compara con valores previos o de diseño.

5.1 Medición de la impedancia de electrodos de tierra

La medida del valor óhmico de un electrodo enterrado se realiza por dos razones:

- Confrontar su valor, posteriormente a la instalación y previo a la conexión del equipo, contra las especificaciones de diseño.
- Como parte del mantenimiento de rutina, para confirmar que su valor no ha aumentado sustancialmente respecto del valor medido originalmente o de su valor de diseño.

El método más común para medir el valor de resistencia a tierra de electrodos de pequeño o mediano tamaño, se conoce como el método de caída de potencial como el descrito en el capítulo número dos. En este caso es normalmente suficiente un medidor portátil de resistencia a tierra, también usado para medida de resistividad de terreno, con dos terminales de potencial, P1 y P2 y dos terminales de corriente, C1 y C2.

Para sistemas de electrodos de gran área, se requiere normalmente un equipo más sofisticado. Para la medida de resistencia de puesta a tierra, de preferencia la instalación debe estar desenergizada y el electrodo de tierra desconectado del sistema eléctrico. Si no fuese así, mientras se desarrolla la prueba podría ocurrir una falla a tierra que involucre a la instalación y a su electrodo de tierra y tanto el potencial del electrodo como el potencial del terreno entorno del electrodo se elevarán, provocando una diferencia de potencial posiblemente peligrosa para las personas que participan en la prueba. De no ser posible la desenergización total de la instalación y la desconexión

completa del electrodo de tierra, debe seguirse un procedimiento de seguridad rigurosamente organizado, que contemple los siguientes aspectos:

- Una persona a cargo del trabajo.
- Comunicación entre todos quienes participan en la prueba, vía radio o teléfono portátil.
- Uso de guantes de goma y calzado adecuado.
- Uso de doble interruptor con aislamiento apropiada, a través del cual se conectan los cables al instrumento.
- Uso de una placa metálica para asegurar una equipotencial en la posición de trabajo. La placa debiera ser lo suficientemente grande para incluir al instrumento, al interruptor y al operador durante la prueba. Debiera tener un terminal instalado, de modo que la placa pueda conectarse al electrodo.
- Suspensión de la prueba durante una tormenta eléctrica u otras condiciones severas de tiempo.

Las causas de error más común son:

- Colocar la estaca de corriente demasiado cerca del electrodo bajo prueba.
- Colocar la estaca de voltaje demasiado cerca del electrodo de prueba (la teoría indica que en terreno uniforme, basta una lectura colocando la estaca de voltaje a una distancia del electrodo en prueba igual al 61,8 % de la distancia entre éste y el electrodo de corriente).
- No considerar metales enterrados que se ubican paralelos a la dirección de prueba.
- Usar cable con el aislamiento dañado.

5.2 Comportamiento de electrodos de tierra

El diseñador de un sistema de puesta a tierra se enfrenta normalmente con dos tareas:

- Lograr un valor requerido de impedancia
- Asegurar que los voltajes de paso y contacto son satisfactorios.

Los factores que influyen la impedancia son:

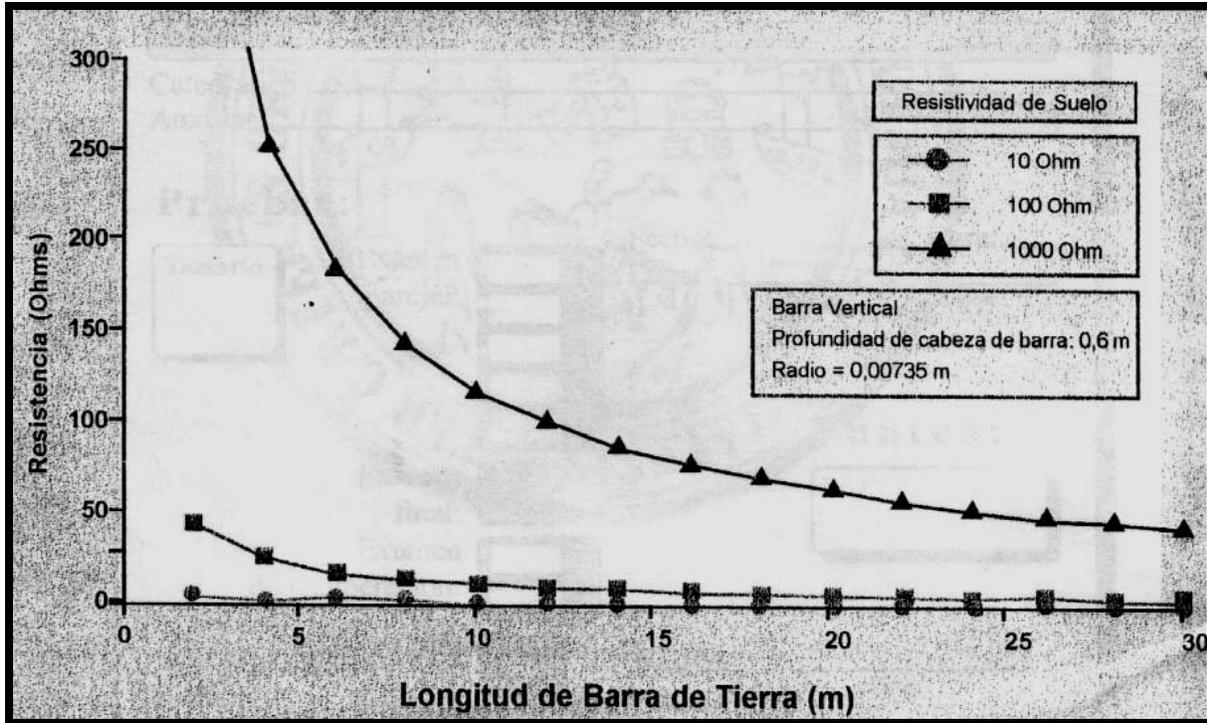
- Las dimensiones físicas y atributos del sistema de electrodos de tierra.
- Las condiciones del suelo (composición, contenido de agua, etc.).

El sistema de electrodos metálicos presenta una impedancia al flujo de corriente que consiste de tres partes principales. Estas son la resistividad del material del electrodo, la resistividad de contacto entre el electrodo y el terreno y finalmente una resistividad dependiente de las características del terreno mismo.

5.2.1 Efecto de incremento de la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme.

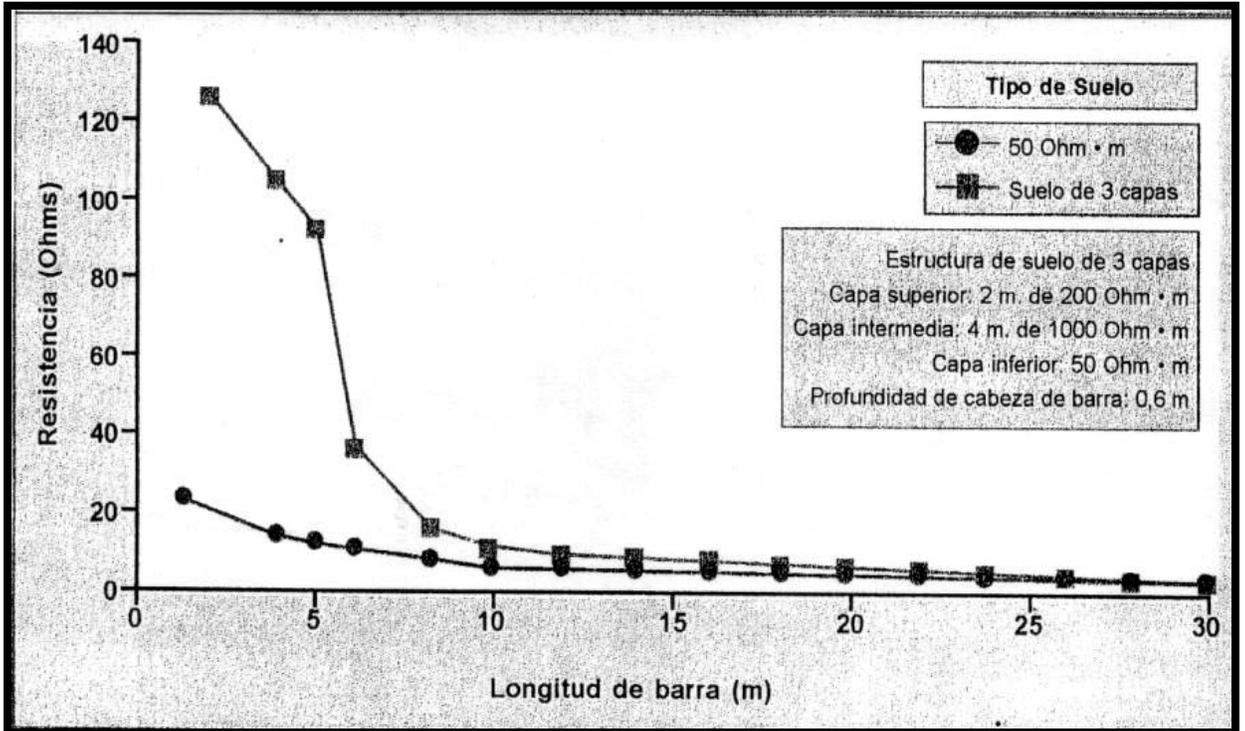
La Figura 26 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando la longitud de la barra enterrada. Se observa que el mejoramiento por unidad de longitud disminuye a medida que la barra aumenta.

Figura 25. Resistencia vrs. Longitud de barra



El decrecimiento en resistencia obtenido con una barra larga puede ser considerable en condiciones de suelo no uniforme. En la figura 27, las capas superiores son de resistividad relativamente alta hasta una profundidad de seis metros. La resistencia de la barra es alta hasta que su longitud supera estas capas, debido a la alta resistividad del suelo que la rodea.

Figura 26. Resistencia vrs. Longitud de barra en suelo estratificado



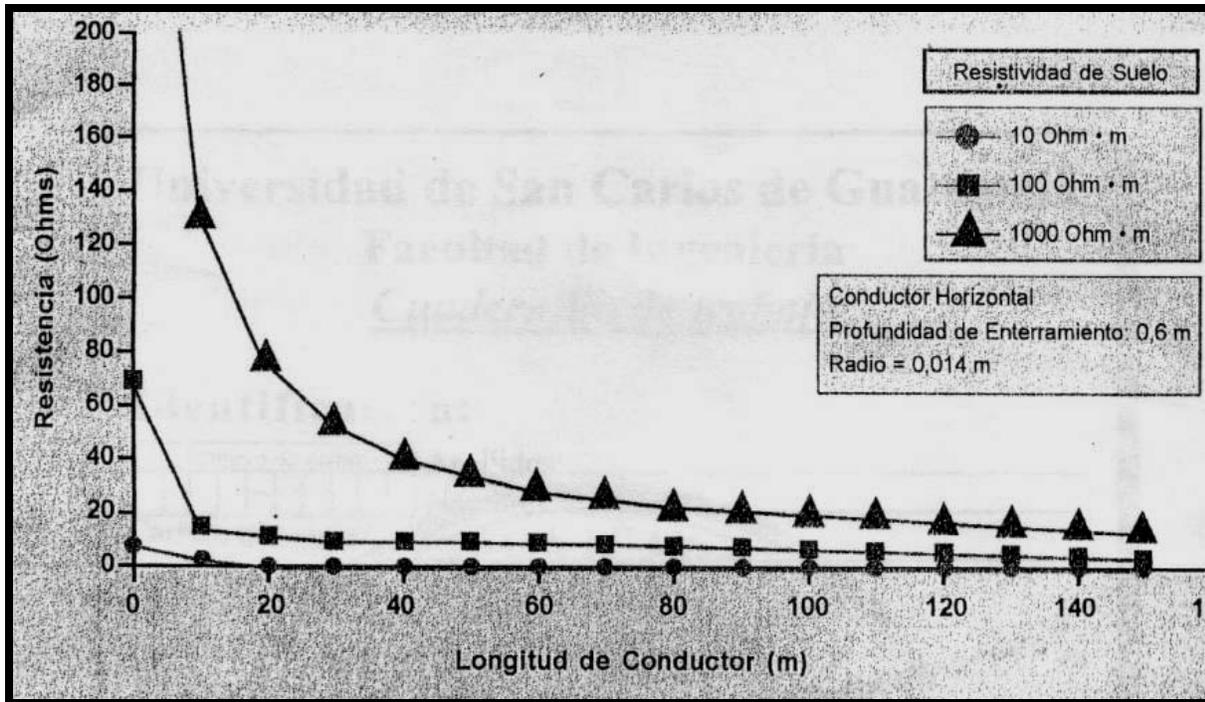
Las barras verticales otorgan un grado de estabilidad a la impedancia del sistema de puesta a tierra: la impedancia será menos influenciada por variaciones estacionales en el contenido de humedad y temperatura del suelo.

5.2.2 Efecto de un incremento en la longitud de un conductor horizontal.

La figura 28 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando la longitud de un electrodo de tierra tendido horizontalmente a una profundidad de 0,6 metros. Una cinta tendida horizontalmente se considera generalmente una buena opción, particularmente cuando es posible encaminarla en diferentes direcciones. Para aplicaciones en

alta frecuencia, incrementar de esta manera el número de caminos disponibles reduce significativamente la impedancia de onda.

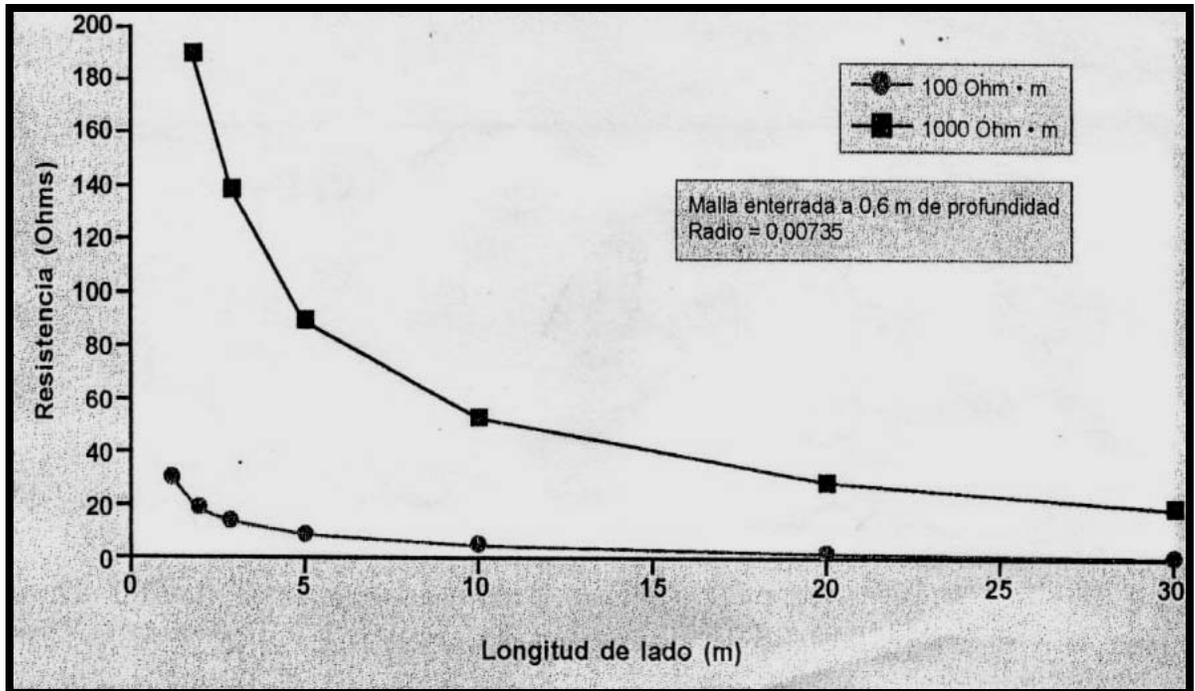
Figura 27. Resistencia vrs. Longitud de conductor horizontal



5.2.3 Efecto de incremento de la longitud del lado de una malla de tierra cuadrada.

La Figura 29 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando el área abarcada por un electrodo cuadrado. A pesar de que el mejoramiento por unidad de área disminuye, la reducción en resistencia resulta aún significativa. En realidad ésta es frecuentemente la forma más efectiva para reducir la resistividad de un electrodo de tierra.

Figura 28. Resistividad vrs. Longitud de lado de un cuadrado



5.2.4 Efecto de aumento de radio de un electrodo de sección circular.

Normalmente se gana poco en reducción de resistencia de puesta a tierra, aumentando el radio de electrodos por sobre lo necesario de acuerdo a los requisitos mecánicos y por corrosión.

5.2.5 Efecto de profundidad de enterramiento.

Este efecto proporciona sólo una reducción marginal en la impedancia, pero a un costo relativamente alto, de modo que normalmente no se considera. Debe recordarse sin embargo, que mientras mayor sea la profundidad de enterramiento, menores son los gradientes de voltaje en la superficie del suelo.

5.2.6 Efecto de proximidad de electrodos.

Si dos electrodos de tierra se instalan juntos, entonces sus zonas de influencia se traslapan y no se logra el máximo beneficio posible. En realidad, si dos barras o electrodos horizontales están muy próximos, la impedancia a tierra combinada de ambos puede ser virtualmente la misma que de uno solo, lo cual significa que el segundo es redundante. El espaciamiento, la ubicación y las características del terreno son los factores dominantes en esto.

6. DIAGNOSTICO DE CONFIABILIDAD DE LA PUESTA A TIERRA

6.1 Comprobación de la continuidad eléctrica y la resistencia en ohms del cable, el estado de las abrazaderas y su tensado.

Por medio de la determinación de los parámetros de campo de puestas a tierra dentro de la Planta Hidroeléctrica Chixoy, tanto en casa de máquinas como en la subestación, se observó y determinó el buen estado de la continuidad eléctrica de la mayoría de las conexiones de puestas a tierra, a excepción de algunas abrazaderas debido a que éstas cuentan con presencia de materiales no conductores (como pintura).

La instalación de las conexiones de tierra está de forma tal que la desconexión o desmontaje de una conexión, aparato eléctrico u otro dispositivo, no impida ni interrumpa la continuidad a tierra.

6.2 Comprobación de la presencia de oxidación y fijación del tubo de protección

Por medio de las mediciones efectuadas se pudo observar que se deben eliminar de algunas de las roscas, abrazaderas, aislamientos y de otras superficies de contacto de equipo que se conecta a tierra, las capas no conductoras (como pinturas, barnices y lacas), para asegurar la continuidad eléctrica, o conectarlos por medio de accesorios adecuados (como por ejemplo la fijación de la puesta a tierra por medio de un tubo de protección o en otro

caso un forro de color verde) a tierra hechos de tal modo que su mantenimiento se más eficaz.

6.3 Comprobación de las conexiones con la red conductora y de la resistencia ohmica

Debido a la inspección visual y medición del valor real que debiese tener la puesta a tierra se determinó que la mayoría de las puestas a tierra cuentan con una buena conexión con la red conductora y por tanto poseen en promedio una buena resistencia, que la función principal de esta es que su valor sea de un valor pequeño, para asegurar la continuidad eléctrica y la capacidad de conducir con seguridad cualquier corriente eléctrica que pudiera producirse por falla a tierra.

6.4 Análisis teórico de parámetros reales con resultados de campo

El factor más importante considerado en el diseño de un sistema de tierras es la resistencia ya que en forma ideal debería ser cero ohms para reducir cualquier voltaje o gradiente de potencial, debido a las corrientes de fuga que puedan producirse. Pero debido que para este tipo de subestación como se menciona en el capítulo número uno, la resistencia de tierra no debe exceder en el valor de 1 ohm. Por medio de los resultados de campo se determinó que los parámetros de campo se acercan grandemente con los parámetros teóricos que establece la norma.

6.5 Diagnóstico del estado real de los parámetros

Los valores ohmicos de las tomas de tierra en su mayoría están dentro de un rango aceptado solo es necesario ser inspeccionados con regularidad por personal calificado, ya que de su correcto valor depende el buen funcionamiento de los protectores de sobretensión, diferenciales y pararrayos. El mantenimiento se realiza con aportación de sustancias conductoras o renovación de elementos deteriorados por el tiempo o la corrosión.

6.6 Metrología aplicada a la medición de puestas a tierra.

La Metrología, ciencia que tiene por objeto el estudio de las unidades y de las medidas de las magnitudes; define también las exigencias técnicas de los métodos e instrumentos de medida.

Una magnitud física adquiere sentido cuando se la compara con otra que se toma como elemento de referencia. En realidad se manejan cantidades, o estados particulares de una magnitud, que se comparan con la cantidad tomada como unidad. Así, una magnitud es un conjunto de cantidades en el que hay una cierta ordenación, está definido un criterio de igualdad entre unidades.

7. RESUMEN DE RESULTADOS OBTENIDOS

En esta parte del trabajo se procede a analizar y obtener los resultados de los parámetros de puestas a tierra en la Planta Hidroeléctrica de Chixoy. Se realiza un estudio tomando como referencia valores nominales como el valor de la resistencia menor de ohmio para la subestación eléctrica y así con las distintas áreas en la que se distribuye la planta eléctrica.

Para comenzar se tomaron mediciones en casa de maquinas, iniciado en los transformadores principales de 13.8/230 KV, cuarto de refrigeración, transformadores de servicios auxiliares 13.8/0.460 KV, turbinas, cajas de puesta a tierra centrales No. 1 y 2, en los varandales de las gradas en casa de maquinas, cuarto de bombas, cuarto de baterías, sala de reles, cámaras de excitación y por ultimo en la subestación eléctricas en estructuras y aparatos.

Uno de los parámetros para obtener buenos resultados a la hora de hacer mediciones es depender que las conexiones del sistema estén bien hechas, porque cualquier resistencia en serie afecta la lectura y la segunda es que en electrodos de malla donde por inducción electromagnética se pueden obtener mediciones erróneas. Por otra parte el megger de gancho usado es muy útil donde se toman lecturas a los sistemas de tierras frecuentemente, ya que puede ser empleado en lugares donde se requiere tomar lecturas con los equipos energizados permanentemente, o con electrodos inaccesibles.

PARÁMETROS EN CASA DE MÁQUINAS

Parámetros de Puestas a tierra en transformadores de 13.8/230 kV, puesta a tierra del neutro y del pararrayos.

Unidad	lado derecho transformador		Pararrayos		Neutro		lado izquierdo transformador	
	Ω	Amp	Ω	mA	Ω	Amp	Ω	Amp
1	0.09	25.91	29.2	690	29.2	0.61	0.07	10.32
2	0.07	26.38	23.9	790	23.9	0.89	0.09	11.31
3	0.06	20.44	106	2.0	36.4	1.47	0.05	19.72
4	0.07	10.06	51	14	39.8	0.94	0.04	11.32
5	0.10	7.89	78	1.0	22.5	0.71	0.15	12.43

Parámetros de las fases de los pararrayos del transformador 13.8/230 KV de cada una de las cinco unidades.

Unidad	Pararrayos					
	Ω			MA		
	R	S	T	R	S	T
1	121	100	36	1	2	3
2	110	97	72.5	1	2	2
3	121	100	36	1	2	3
4	95	131	130	1	2	2
5	34.7	79.5	68.5	1	2	4

Medición de parámetros de puesta a tierra de casa de maquinas junto al transformador de 13.8/230 kV de la unidad No.5.

Cuarto de Refrigeración Unidad 5	Ω	MA
1	1.0	49
2	47	1.0
3	1.9	3

Medición de parámetros de los transformadores se servicios auxiliares en las unidades uno, tres y cinco.

Unidad	Ω	Corriente
1	0.08	19.52 mA
3	0.19	4.72 mA
5	0.2	1.52 mA

Medición de parámetros de las puestas a tierra en la entrada de agua a las turbinas.

Unidad	Ω	mA
1	0.06	193
2	0.03	69
3	2.7	1
4	0.04	193
5	0.04	184

Medición de parámetros dentro de las cajas de puestas a tierra centrales No.1 y No.2 de la casa de maquinas.

Caja No.1	Ω	mA	Caja No.2	Ω	mA
Piso de Turbinas	0.05	16	Piso de Turbinas	0.03	122
Malla de tierra	0.14	61	Malla de tierra	0.05	114
Malla de tierra	0.15	54	Malla de tierra	0.05	88
Sala de Maquinas	0.04	87	Sala de Maquinas	0.05	37

Medición de parámetros de puestas a tierra localizadas en las gradas de la casa de maquinas en diferentes puntos.

Ubicación de las gradas	Ω	mA
Frente a generador 1	115	1
Frente a generador 2	55.5	1
Frente a generador 3	5.3	1
Frente a generador 4	176	1
Frente a generador 5	0.34	21
Frente a cuarto de bombas	0.10	10
Camino hacia servicios auxiliares	73.0	4
Frente a taller mecánico	0.55	153

Medición de parámetros de puestas a tierra dentro del cuarto de bombas.

Ubicación de medición	Ω	mA
Motor de Control de Hidrantes	0.15	229
Bombas de agua industrial No.1	0.09	119
Bombas de agua industrial No. 2	0.09	209
Medidor del nivel del desfogue	0.10	45

Medición de parámetros de puestas a tierra dentro del cuarto de baterías.

Ubicación de medición	Ω	mA
Banco de Baterías de 54 volts.	3.6	1
Banco de Baterías de 121 volts.	87	3

Medición de parámetros de puestas a tierra dentro de la sala de relees.

Ubicación de medición	Ω	mA
Grupos de protección de relees	0.06	75
Relees de control	0.05	60
Tablero de alarmas 1	0.09	43
Tablero de alarmas 2	0.09	34

Medición de parámetros de puestas a tierra dentro del área de cámaras de excitación.

Ubicación de medición	Regulador automático de voltaje		Supresor de Impulsos		Excitación inicial	
	Ω	A	Ω	A	Ω	A
Unidad 1	0.10	0.726	0.11	0.809	0.04	44
Unidad 2	0.07	0.979	0.10	0.658	0.06	46
Unidad 3	0.19	5.17	0.19	2.8	0.04	268
Unidad 4	0.14	1.463	0.10	0.95	0.05	68
Unidad 5	0.10	1.755	0.25	1.23	0.04	56

MEDICIÓN EN LA SUBESTACIÓN ELÉCTRICA

Medición de parámetros de la red de tierra del perímetro de la subestación por el lado de fuera.

Medición	Ω	mA	Medición	Ω	mA
1	130	1	13	3.8	14
2	1.5	1	14	6.8	14
3	34.3	8	15	78	1
4	111	2	16	28	12
5	103	1	17	1.7	16
6	141	45	18	1.4	1
7	123	1	19	0.80	5
8	7	19	20	75.5	1
9	3.4	71	21	3.6	4
10	5.2	47	22	0.35	43
11	15.3	8	23	4.3	1
12	3.6	12	24	141	1

Resultados Obtenidos en la medición de puestas a tierra en los instrumentos de medición y estructuras metálicas de la subestación

LÍNEA 2 (SALIDA)

Pararrayos:

Pararrayos	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Contador de Pararrayos	0.09 ohmios	1.112 Amp	0.09 ohmios	0.59 Amp	0.09 ohmios	66 mA
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.09 ohmios	114 Amp	0.07 ohmios	0.609 Amp	0.09 ohmios	66 ma.

Transformadores de Tensión:

PTS	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	414 ohmios	219 mA	25.7 ohmios	205 mA	33 ohmios	217 mA
Unión entre PTS y Estructura Metálica	0.03 ohmios	287 mA	0.03 ohmios	284 mA	0.09 ohmios	105 mA
Instrumento a Tierra	186 ohmios	1 mA	1.99 ohmios	1 mA	181 ohmios	1 mA

Transformadores de Corriente:

CTS	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.04 ohmios	152 mA	0.03 ohmios	123 mA	0.04 ohmios	210 mA
Unión entre PTS y Estructura Metálica	29.6 ohmios	30 mA	28.5 ohmios	25 mA	30.2 ohmios	30 mA

Seccionador By-pass:

Seccionador By-Pass Línea 2	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.21 ohmios	0.703 Amp	0.19 ohmios	281 mA	0.23 ohmios	1.017 mA
Unión entre By-Pass y Estructura Metálica	0.03 ohmios	0.703 Amp	0.03 ohmios	0.45 Amp	0.03 ohmios	0.93 Amp

Seccionador de Línea y Seccionador de Puesta a Tierra;

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Línea 2	0.10 ohmios	0.673 Amp	0.14 ohmios	5.35 Amp	0.03 ohmios	0.409 Amp
Seccionador de Puesta Tierra de Línea 2	0.05 ohmios	0.436 Amp	0.04 ohmios	1.588 Amp	0.02 ohmios	0.363 Amp
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.09 ohmios	118 mA

Interruptor:

Interruptor	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.03 ohmios	166 mA	0.03 ohmios	0.326mA	0.03 ohmios	0.462 mA
Unión entre Interruptor y Estructura Metálica	0.34 ohmios	33 mA	0.44 ohmios	35 mA	0.46 ohmios	228 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra de Línea 2	0.13 ohmios	1.25 Amp	0.10 ohmios	5.64 Amp	0.15 ohmios	141 mA
	0.13 ohmios	0.956 Amp	0.14 ohmios	2.44 Amp		
Seccionador de Barra A de Línea 2	0.15 ohmios	1.55Amp	0.17 ohmios	1.99 ^a	0.11 ohmios	1.369 Amp
	0.13 ohmios	1.357 Amp	0.17 ohmios	1.66 Amp		
Seccionador de barra B de Línea 2	0.13 ohmios	3.25 Amp	0.16 ohmios	3.38 Amp	0.13 ohmios	3.86 Amp
	0.13 ohmios	241 mA	0.10 ohmios	4.35 Amp		

LÍNEA 1(SALIDA)

Pararrayos:

Pararrayos	Fase R		Fase S		Fase F	
	R	F	R	I	R	I
Contador de Pararrayos	0.03 ohmios	29 mA	0.04 ohmios	81 mA	0.09 ohmios	156 mA
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.09 ohmios	0.68 A	0.09 ohmios	0.753 A	0.09 ohmios	259 mA

Transformadores de Tensión:

PTS	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	28.6 ohmios	16 mA	4.70 ohmios	257 mA	23.1 ohmios	15 mA
Unión entre PTS y Estructura Metálica	0.04 ohmios	53.0 mA	0.03 ohmios	101 mA	0.03 ohmios	11.0 mA
Instrumento a Tierra	0.04 ohmios	2 mA	0.04 ohmios	130 mA	0.03 ohmios	2 mA

Transformadores de Corriente:

CTS	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.03 ohmios	243 mA	0.04 ohmios	203 mA	0.03 ohmios	125 mA
Unión entre PTS y Estructura Metálica	22.1 ohmios	0.504 mA	0.17 ohmios	0.307 mA	0.23 ohmios	1.071 mA

Seccionador By-pass

Seccionador By-Pass Línea 1	Fase R		Fase S		Fase I	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.02 ohmios	0.92 A	0.03 ohmios	0.35 A	0.03 ohmios	0.56 A
Unión entre By-Pass y Estructura Metálica	0.23 ohmios	0.504 A	0.17 ohmios	0.307 A	0.23 ohmios	1.071 A

Seccionador de Línea y Seccionador de Puesta a tierra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Línea 1	0.11 ohmios	4.01 Amp	0.15 ohmios	1.81 Amp	0.03 ohmios	0.570 Amp
Seccionador de Puesta Tierra de Línea 1	0.23 ohmios	0.504 Amp	0.17 ohmios	0.367 Amp	0.23 ohmios	1.071 Amp
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.10 ohmios	263 mA

Interruptor:

Interruptores	Fase R		Fase S		Fase T	
	R	I	R	I	R	I
Estructura Metálica Puesta a Tierra	0.35 ohmios	135 mA	0.43 ohmios	105 mA	0.48 ohmios	26 mA
Unión entre Interruptor y Estructura Metálica	0.02 ohmios	0.317 mA	0.03 ohmios	196 mA	0.03 ohmios	0.345 A

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra de Línea 1	0.14 ohmios	4.12 Amp	0.18 ohmios	2.47 Amp	0.10 ohmios	1.249 Amp
	0.13 ohmios	2.09 Amp	0.16 ohmios	1.09 Amp		
Seccionador de Barra A de Línea 1	0.17 ohmios	0.54 Amp	0.20 ohmios	3.15 Amp	0.11 ohmios	4.21 Amp
	0.15 ohmios	2.521 Amp	0.19 ohmios	4.16 Amp		
Seccionador de barra B de Línea 1	0.15 ohmios	154 mA	0.21 ohmios	0.963 Amp	0.12 ohmios	3.49 Amp
	0.14 ohmios	3.02 Amp	0.18 ohmios	6.66 Amp		

MEDICIONES DE ACOPLAMIENTO DE RESERVA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Reserva	0.15 ohmios	1.27 Amp	0.19 ohmios	2.94 Amp	0.11 ohmios	3.21 Amp
	0.14 ohmios	1.02 Amp	0.17 ohmios	2.53 Amp		
Seccionador de Barra B	0.13 ohmios	2.93 Amp	0.18 ohmios	1.946 Amp	0.15 ohmios	4.20 Amp
	0.14 ohmios	1.864 Amp	0.17 ohmios	0.55 Amp		

Transformadores de voltaje PTs:

Transformadores de Barra	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I	R	I
Transformadores De Barra II	18.9 ohmios	170 mA	15.5 ohmios	170 mA	24.7 ohmios	170 mA		
Transformadores De Barra I	1.4 ohmios	223 mA	16 ohmios	176 mA	17.2 ohmios	177 mA		
Puesta a tierra Común del gabinete del panel de mando							1.4 Ohmios	223 mA

Acoplamiento de Barras: Transformadores de Corriente, Interruptores Pórticos de Paso y transformadores de voltaje.

Acoplamiento de Barras I y II		Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
		R	I	R	I	R	I	R	I
Transformadores De Corriente CTs		18.9 ohmios	25 mA	16.3 ohmios	25 mA	21.0 ohmios	27 mA		
Interruptor de Potencia	Estructura metálica puesta a tierra	0.33 ohmios	121 mA	0.40 ohmios	92 mA	0.73 ohmios	86 mA		
	Unión entre el Interruptor de Potencia y la estructura metálica	0.02 ohmios	30 mA	0.03 ohmios	82 mA	0.03 ohmios	100 mA		
Puesta a tierra Común del gabinete del panel de mando								0.24 Ohmios	26 mA
Pórticos de Paso		20.4 ohmios	1 mA	22.8 ohmios	1 mA	28.4 ohmios	1 mA		

Seccionadores de Barra de Acoplamiento:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de acoplamiento	0.16 ohmios	0.702 Amp	0.21 ohmios	3.62 ohmios	0.14 ohmios	3.69 mA
	0.16 ohmios	2.29 Amp	0.20 ohmios	1.90 Amp		
Seccionador de Barra B de acoplamiento	0.17 ohmios	3.19 Amp	0.17 ohmios	5.90 Amp	0.13 ohmios	2.38 Amp
	0.14 ohmios	1.405 Amp	0.20 ohmios	2.69 Amp		

PUESTAS A TIERRA EN CADA UNA DE LAS UNIDADES DE GENERACION

UNIDAD No. 1

Seccionador de Unidad y Seccionador de Puesta a tierra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Puesta a tierra	0.05 ohmios	135 mA	0.03 ohmios	0.633 Amp	0.04 ohmios	152 mA
Seccionador de Unidad No. 1	0.11 ohmios	0.303 Amp	0.15 ohmios	1.16 Amp	0.03 ohmios	159 mA
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.10 ohmios	152 mA

Transformadores de Corriente e Interruptor de Potencia:

	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I		
Transformadores de Corriente CTs	17.9 ohmios	27 mA	16.4 ohmios	25.0 mA	24.2 ohmios	1.16 A		
Interruptor de Potencia Puesta tierra	0.37 ohmios	0.32 A	0.40 ohmios	110 mA	0.51 ohmios	0.35 8 A		
Unión entre el interruptor de potencia y la estructura metálica	0.02 ohmios	14 mA	0.03 ohmios	142 mA	0.03 ohmios	217 mA		
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando							0.24 ohmios	179 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Unidad No. 1	0.15 ohmios	2.09 A	0.19 ohmios	0.63 ohmios	0.03 ohmios	0.386 A
	0.14 ohmios	1.271 A	0.18 ohmios	2.16 A	0.11 ohmios	1.59 A
Seccionador de Barra B de Unidad No.1	0.14 ohmios	2.01 A	0.17 ohmios	0.915 A	0.03 ohmios	0.763 A
	0.13 ohmios	0.746 A	0.20 ohmios	4.70 A	0.11 ohmios	2.491 A

UNIDAD No.2

Seccionador de Puesta a tierra y Seccionador de Unidad:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Puesta a tierra	0.03 ohmios	0.309 mA	0.04 ohmios	177 mA	0.03 ohmios	135 mA
Seccionador de Unidad No. 2	0.11 ohmios	0.612 Amp	0.15 ohmios	1.28 Amp	0.03 ohmios	120 mA
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.09 ohmios	73 mA

Transformadores de Corriente e Interruptor de Potencia:

	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I		
Transformadores de Corriente CTs	16.5 ohmios	29 mA	4.6 ohmios	15 mA	0.15 ohmios	1.28 A		
Interruptor de Potencia Puesta a tierra	0.27 ohmios	44 mA	0.35 ohmios	84 mA	0.53 ohmios	47 mA		
Unión entre el interruptor de potencia y la estructura metálica	0.03 ohmios	53 mA	0.03 ohmios	99 mA	0.03 ohmios	144 mA		
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando							0.32 ohmios	200 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Unidad No. 2	0.15 ohmios	0.446 Amp	0.19 ohmios	1.107 Amp	0.03 ohmios	0.533 Amp
	0.14 ohmios	1.271 Amp	0.18 ohmios	2.16 A	0.10 ohmios	1.666 Amp
Seccionador de Barra B de Unidad No.2	0.14 ohmios	0.379 Amp	0.18 ohmios	212 mA	0.03 ohmios	0.554 Amp
	0.13 ohmios	1.67 Amp	0.16 ohmios	2.9 Amp	0.11 ohmios	1.47 Amp

UNIDAD No.3

Seccionador de Puesta a tierra y Seccionador de Unidad:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Puesta a tierra	0.03 ohmios	157 mA	0.02 ohmios	137 mA	0.03 ohmios	104 mA
Seccionador de Unidad No. 3	0.11 ohmios	0.73 Amp	0.15 ohmios	0.853 Amp	0.02 ohmios	142 mA
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.10 ohmios	115 mA

Transformadores de Corriente e Interruptores de Potencia:

	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I		
Transformadores de Corriente CTs	17.6 ohmios	25 mA	30.4 ohmios	25.0 mA	31.3 ohmios	24 mA		
Interruptor de Potencia Puesta tierra	0.25 ohmios	30 mA	0.34 ohmios	40 mA	0.45 ohmios	0.98 mA		
Unión entre el interruptor de potencia y la estructura metálica	0.02 ohmios	14 mA	0.03 ohmios	142 mA	0.03 ohmios	217 mA		
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando							0.19 ohmios	139 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Unidad No. 3	0.14 ohmios	182 mA	0.19 ohmios	1.132 ohmios	0.03 ohmios	0.344 A
	0.12 ohmios	1.00 A	0.18 ohmios	1.10 A	0.12 ohmios	0.841 A
Seccionador de Barra B de Unidad No.3	0.14 ohmios	0.826 A	0.18 ohmios	0.388 A	0.03 ohmios	0.38 A
	0.13 ohmios	1.733 A	0.15 ohmios	1.57 A	0.11 ohmios	1.08 A

UNIDAD NO.4

Seccionador de Puesta a tierra y Seccionador de Unidad:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Puesta a tierra	0.04 ohmios	192 mA	0.14 ohmios	0.728 Amp	0.03 ohmios	112 mA
Seccionador de Unidad No. 4	0.11 ohmios	0.938 Amp	0.15 ohmios	0.865 Amp	0.03 ohmios	146 mA
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.10 ohmios	85 mA

Transformadores de Corriente e Interruptor de Potencia:

	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I		
Transformadores de Corriente CTs	25.4 ohmios	31 mA	30.5 ohmios	26.0 mA	32.6 ohmios	25.0 mA		
Interruptor de Potencia Puesta a tierra	0.27 ohmios	104 mA	0.35 ohmios	28 mA	0.46 ohmios	104 mA		
Unión entre el interruptor de potencia y la estructura metálica	0.03 ohmios	71 mA	0.02 ohmios	127 mA	0.03 ohmios	130 mA		
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando							0.15 ohmios	105 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Unidad No. 4	0.15 ohmios	0.55 A	0.18 ohmios	0.864 ohmios	0.03 ohmios	130 mA
	0.13 ohmios	1.03 A	0.16 ohmios	0.59 A	0.11 ohmios	163 mA
Seccionador de Barra B de Unidad No.4	0.14 ohmios	1.211 A	0.17 ohmios	209 mA	0.03 ohmios	130 mA
	0.12 ohmios	1.28 A	0.16 ohmios	0.49 A	0.11 ohmios	163 mA

UNIDAD No.5

Seccionador de Puesta a tierra y Seccionador de Unidad:

	Pórtico A		Pórtico R		Panel de Mando	
	R	F	R	I	R	I
Seccionador de Puesta a tierra	0.04 ohmios	0.394 A	0.04 ohmios	88 mA	0.03 ohmios	280 mA
Seccionador de Unidad No. 5	0.13 ohmios	1.877 A	0.16 ohmios	0.578 A	0.03 ohmios	56 mA
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando					0.11 ohmios	0.485 A

Transformadores de Corriente e Interruptor de Potencia:

	Fase R		Fase S		Fase T		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I		
Transformadores de Corriente CTs	23.6 ohmios	23 mA	25.6 ohmios	27 mA	27.7 ohmios	20 mA		
Interruptor de Potencia Puesta tierra	0.30 ohmios	173 mA	0.60 ohmios	15 mA	0.51 ohmios	20 mA		
Unión entre el interruptor de potencia y la estructura metálica	0.03 ohmios	68 mA	0.03 ohmios	106 mA	0.03 ohmios	86 mA		
Puesta a Tierra Común del Gabinete del Panel de Mando							0.26 ohmios	189 mA

Seccionadores de Barra:

	Pórtico A		Pórtico B		Panel de Mando	
	R	I	R	I	R	I
Seccionador de Barra A de Unidad No. 5	0.16ohmios	0.379 Amp	0.19 ohmios	0.351 ohmios	0.02 ohmios	209 mA
	0.13 ohmios	0.876 Amp	0.18 ohmios	2.16 Amp	0.11 ohmios	1.59 A
Seccionador de Barra B de Unidad No.5	0.14 ohmios	0.488 Amp	0.17 ohmios	0.67 Amp	0.03 ohmios	65 mA
	0.13 ohmios	0.336 Amp	0.16 ohmios	0.593 Amp	0.11 ohmios	143 mA

8. PROPUESTA DE MONITOREO DEL SISTEMA DE TIERRAS DE LA PLANTA HIDROELÉCTRICA CHIXOY

En los sistemas de puestas a tierra existe una innumerable cantidad de factores que contribuyen al buen funcionamiento de la misma, del mismo modo existen en su diseño variables que pueden ser causantes de que la red de puestas a tierra sea eficiente o no para la instalación.

Dentro de éstas últimas se pueden mencionar, como variables, la resistencia y resistividad del terreno, conectadores de unión, conductores de puesta a tierra en baja, mediana y alta tensión, la selección adecuada de la ubicación dentro del sistema de puesta a tierra es fundamental, la buena conexión para el mantenimiento de la misma.

De la correcta selección de los componentes de los elementos anteriormente mencionados depende la vida útil de las puestas a tierra que se tienen tanto en el edificio (casa de maquinas) y el terreno de la subestación, así se tiene una mejor continuidad.

En los sistemas de puesta a tierra, influyen variables que evitan el buen funcionamiento como corrosión, malezas, etc., los daños que éstas puedan ocasionar están ligados directamente al buen funcionamiento.

El valor de resistencia de un sistema de aterrizamiento no debiera ser mayor de 1 ohmio, sin embargo por el desgaste, oxido en la unión entre la estructura metálica y el conductor de tierra se pierde una buena parte de la función que es drenar la corriente hacia tierra.

El mantenimiento del sistema de tierras debe ser rutinario y de naturaleza preventiva.

El mantenimiento rutinario debe consistir en:

1. La medición de la resistencia a tierra del sistema completo,
2. La medición de la resistividad del terreno,
3. La inspección de la corrosión
4. El apriete y limpieza de las conexiones que fueron dejadas intencionalmente con conectores atornillables.

Estas mediciones deben ser hechas en diferentes épocas del año para evaluar el comportamiento con los cambios de humedad. Cada vez que un equipo de importancia sea conectado o cambiado, el diseño de los sistemas de tierras debe ser reconsiderado. El cambio pudiera crear lazos de corriente, interferir con las trayectorias de disipación de energía de descargas atmosféricas o proveer un camino a descargas externas.

El sistema de puestas a tierra de la central hidroeléctrica tiene una serie de particularidades y debe considerarse formado por:

- a) Casa de maquinas
- b) Subestación
- c) Edificio Administrativo

Cuyas redes de tierras conforman una misma por estar conectados eléctricamente.

Las siguientes son propuestas para un plan de monitoreo que se debe efectuar para que el funcionamiento de las puestas a tierra obtengan un rendimiento óptimo:

- Por la importancia que ofrece, desde el punto de vista de la seguridad cualquier instalación de toma de tierra, deberá ser obligatoriamente comprobada por el supervisor técnico en el momento de efectuar mantenimiento.
- Verificar que metales con distintos potenciales se encuentren en contacto en zonas húmedas, si esto ocurre se presenta corrosión, por lo que se debe efectuar limpieza periódica de la corrosión existente.
- Que el personal técnico efectúe la comprobación de la instalación de puesta a tierra, al menos anualmente, en la época que el terreno este mas seco. Para ello se medirá la resistencia de tierra y se repararan con carácter urgente los defectos que se encuentren.
- En lugares en que el terreno no es favorable para la buena conservación de los electrodos, estos y los conductores de enlace entre ellos hasta el punto de puesta a tierra, se pondrán al descubierto para su examen, al menos una vez cada cinco años.
- Se deberá verificar la continuidad eléctrica de los soportes metálicos en la subestación y la intensidad de corriente que pasa de armadura a hormigón y de este al suelo deberá tener un valor modesto.
- Verificar el estado de la puesta a tierra en cada uno de los componentes de los sistemas de generación, servicios auxiliares, alta tensión y edificio.

CONCLUSIONES

1. Para diseñar una red de puestas a tierra hay que tomar en cuenta las características del área que se pretende proteger, terreno, resistividad del terreno, calibre del conductor, consumo de potencia, factor de demanda.
2. El propósito de aterrizar los sistemas eléctricos es para limitar cualquier voltaje elevado que pueda resultar de rayos, fenómenos de inducción, contactos no intencionales con cables de voltajes más altos.
3. Para realizar una buena puesta a tierra es necesario un conductor apropiado a la corriente de falla total del sistema.
4. La principal función de la red de tierra es drenar las corrientes de falla que se pueden presentar en sistemas de 13.8 kV de generación, sistemas de 0.460 kV de alimentación de servicios generales, sistemas de alta tensión y sistemas de alimentación a la presa.
5. En general, la red de tierras y puestas a tierra de la Planta Hidroeléctrica Chixoy están en buenas condiciones, solo existen algunos puntos o conexiones en donde es necesario realizar mantenimiento para optimizar la protección de acuerdo a las normas que corresponde a este tipo de centrales.

RECOMENDACIONES

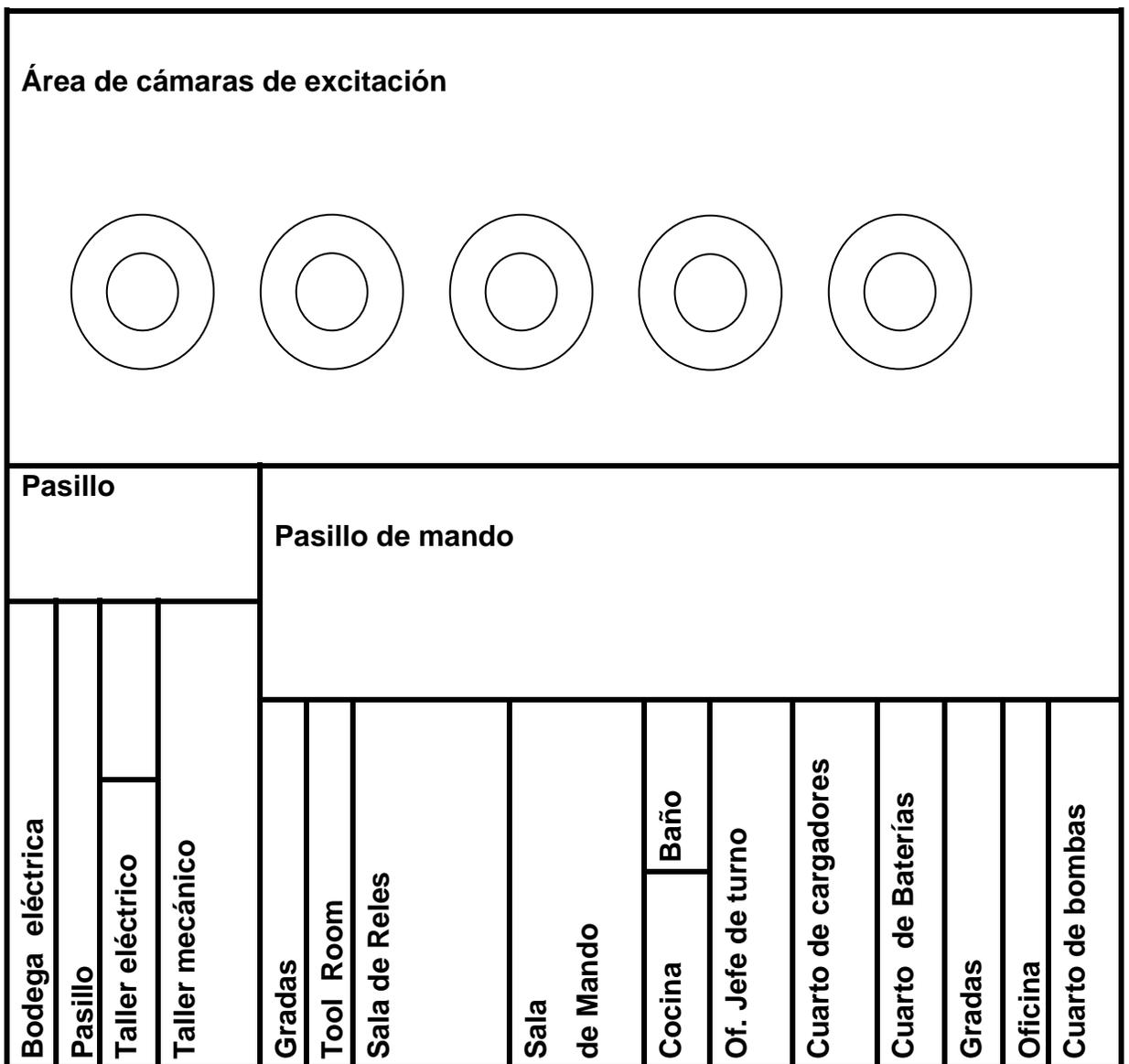
1. Suministrar capacidad de conducción de corriente, tanto en magnitud como en duración adecuada, para aceptar la corriente de falla a tierra que permite el sistema de protección.
2. En circuitos de alta tensión, antes de conectar las tierras, cerciorarse que no existe voltaje en el lado de carga de los interruptores, para evitar las quemaduras de un arco expuesto a poca distancia.
3. Cuando se trabaje con equipo energizado, como protección al trabajar con posibles contactos no intencionales, utilizar una manta equipotencial en el piso que se conecte a puesta a tierra, para evitar diferenciales de voltajes peligrosos.
4. La conexión del lado de tierra debe ser la primera en conectarse después de librado el circuito, y luego separando el cable del cuerpo humano usando un equipo personal de seguridad.
5. Realizar monitoreo constante del estado de la red de tierra y puestas a tierra, de las diferentes instalaciones y equipos de la Planta Hidroeléctrica Chixoy, para conservar el nivel de seguridad adecuado tanto para el personal que labora en ella como de la planta en general.

BIBLIOGRAFÍA

1. DONALD G. Finck. **Manual práctico de electricidad para ingenieros.** 13ª edición. México: Editorial McGraw-Hill, 1996.
2. BERMEJO Jáuregui, **Principios de la electrotecnia.** 2ª edición. España: Editorial Reverte, 1978.
3. ENRÍQUEZ Harper, Gilberto. **Centrales eléctricas.** 2ª edición. México: Editorial Limusa 1990.
4. ENRÍQUEZ Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctricas de mediana y alta tensión.** 2ª edición. México: Editorial Limusa 1990.
5. MARTIN, Jose Raull. **Diseño de Subestaciones Eléctricas.** México.
6. RUELAS, Roberto. **Teoría y diseño de sistemas de tierras.** 4ª edición. México 1998.

ANEXO 1

Figura 29. Planta, Casa de Maquinas. Hidroeléctrica Chixoy.



ANEXO 2

Las siguientes fotografías muestran algunas mediciones de puestas a tierra, tipo de aparatos de medición y las instalaciones de la planta Hidroeléctrica Chixoy.

Figura 30. Mediciones de Puesta a Tierra

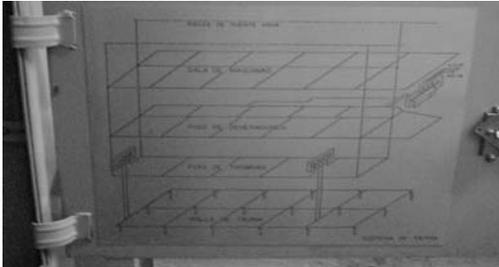
Puestas a Tierra, Caja Central No.1



Megger de Tierras



Plano de Puestas a tierra, Caja Centra No.1



Contador de Descargas Atmosféricas



Equipo del Megger de Tierras



Figura 31. Sala de Mando. Transformadores. Seccionadores.

Seccionador de Puesta a Tierra



Transformadores de Corriente



Transformadores 13.8/230KV



Salida Líneas 230KV hacia Subestación



Transformador 13.8/230KV Reserva



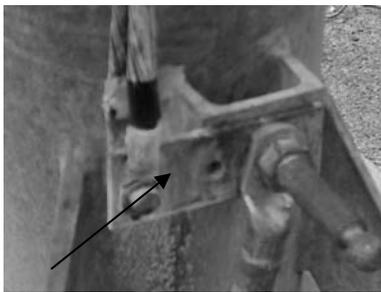
Sala de mando



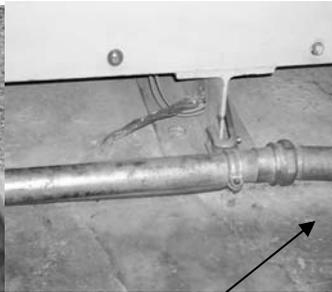
Las siguientes fotografías muestran ejemplos de cómo no debería estar na puesta a tierra, debido a que éstas contienen pintura en las uniones, maleza, creación de sarro y algunas en mal estado.

Figura 32. Corrosión en puesta a tierra en Planta Hidroeléctrica Chixoy.

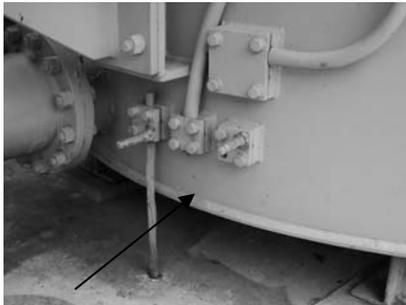
Puesta a tierra Pararrayos Línea 2



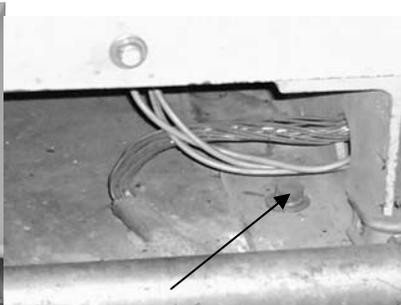
Transformador 13.8/0.460KV Unidad No. 2



Transformador Principal 13.8/230KV Unidad. No.1



Transformador Principal 13.8/0.460KV Unidad. No. 1



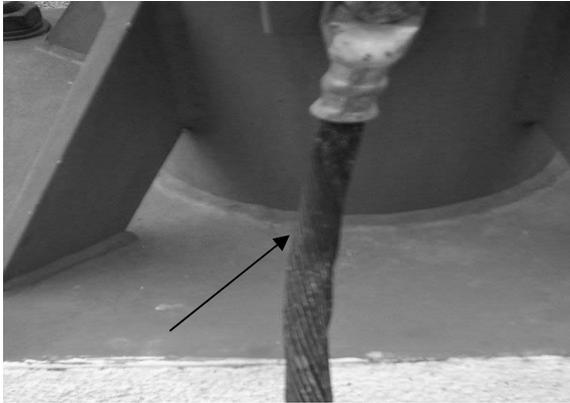
Cuarto de Bombas



Subestación



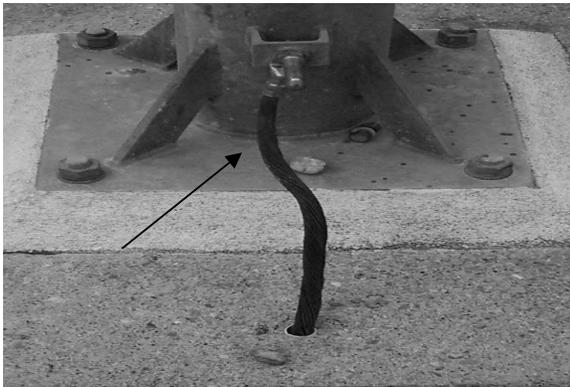
Puesta a tierra Interruptor



Maleza en diferentes partes de la Subestación



Puesta a Tierra de Estructura Unidad No. 4



Puesta a tierra Estructura Unidad No. 1



Puestas a tierra alrededor de la Subestación



ANEXO 3

50-12.Clean Surfaces. Nonconductive coatings (such as paint, lacquer, and enamel) on equipment to be grounded shall be removed from threads and other contact surfaces to ensure good electrical continuity or be connected by means of fillings designed so as to make such removal unnecessary.

B. Circuit and System Grounding

250-20. Alternating-Current Circuits and Systems to be grounded. Alternating-current circuits and systems shall be grounded as provided for in (a), (b), (c), or (d). Other circuits and systems shall be permitted to be grounded.

FPN: An example of a system permitted to be grounded is corner-grounded delta transformer connection. See Section 250-26(4) for conductor to be grounded.

(a) Alternating-Current Circuits of Less than 50 Volts.

Alternating-current circuits of less than 50 volts shall be grounded under any of the following conditions:

- (1) Where supplied by transformers, if the transformer supply system exceeds 150 volts to ground
- (2) Where supplied by transformers, if the transformer supply system is ungrounded
- (3) Where installed as overhead conductors outside of buildings.

(b) Alternating-Current Systems of 50 Volts to 1000 Volts.

Alternating-current systems of 50 volts to 1000 volts that supply premises wiring systems shall be grounded under any of the following conditions.

(1) Where the system can be grounded so that the maximum voltage to ground on the ungrounded conductors does not exceed 150 volts.

(2) Where the system is 3-phase, 4-wire, wye connected in which the neutral is used as a circuit conductor

(3) Where the system is 3-phase winding is used as circuit conductor

(c) Alternating-Current Systems of 1 KV and Over. Alternating-current system supplying mobile or portable

equipment shall be grounded as specified in Section 250-188. Where supplying other than mobile or portable equipment, such systems shall be permitted to be grounded. Where such systems are grounded, they shall comply with the applicable provisions of this article.

(d) Separately Derived Systems. If required to be grounded as in (a) or (b), separately derived shall be grounded as specified in Section 250-30.

FPB No. 1: An alternate ac power source such as an onsite generator is not a separately derived system if the neutral is solidly interconnected to a service-supplied system neutral.

FPN No. 2: For systems that are not separately derived and are not required to be grounded as specified in Section 250-30, see Section 445-5 minimum size of conductors that must carry fault current.

250-21. Alternating-Current Systems of 50 Volts to 1000 Volts Not Required to Be Grounded. The Following ac systems of 50 volts to 1000 volts shall be permitted to be grounded but shall not be required to be grounded.

(1) Electrical systems used exclusively to supply industrial electric furnaces for melting, refining, tempering, and the like.

(2) Separately derived systems used exclusively for rectifiers that supply only adjustable speed industrial drives

(3) Separately derived systems supplied by transformers that have a primary voltage rating less than 1000 volts, provided that all of the following conditions are met:

- (a) The system is used exclusively for control circuits.
- (b) The conditions of maintenance and supervision ensure that only qualified persons will service the installation.
- (c) Continuity of control power is required.
- (d) Ground detectors are installed on the control system.

(4) Isolated systems as permitted or required in Articles 517 and 668

FPN: The propped use of suitable ground detectors on ungrounded systems can provide additional protection.

(5) High-impedance ground neutral systems as specified in Section 250-36

250-22 Circuits Not to Be Grounded. The following circuits shall not be grounded:

(1) Cranes (circuits for electric cranes operating over combustible fibers in Class III locations, as provided in Section 503-13)

(2) Health care facilities (circuits as provided in Article 517)

(3) Electrolytic cells (circuits as provided in Article 668)

250-24. Grounding Service-Supplied Alternating-Current Systems.

(a) Systems Grounding Connections. A premises wiring system that is supplied by an ac service that is grounded shall have at each service a grounding electrode (s) required by Part C of this article. The

grounding electrode conductor in accordance with (1) through (5)

Exception: In industrial and commercial building where conditions of maintenance and supervision ensure that only qualified persons will service the installation and the entire length of the interior metal water pipe that is being used for the grounding electrode is exposed, the connection shall be permitted at any point on the water pipe system.

(c) Other electrodes as specified in Section 250-50 and 250-52 Where the electrodes specified by (a) or (b) are not available.

Exception for (a), (b), and (c): Where a separately derived system originates in listed equipment also used as service equipment, the grounding electrode used for the service equipment shall be permitted as the grounding electrode for the separately derived system provided the grounding electrode conductor from the service equipment to the grounding electrode is of sufficient size for the separately derived system. Where the equipment ground bus internal to the service equipment is not smaller than the required grounding electrode conductor, the grounding electrode connection for the separately derived system shall be permitted to be made to the bus.

FPN: See Section 250-104 (a)(4) for bonding requirements or interior metal water piping in the area served by separately derived systems.

(4) Grounding Methods. In all other respects, grounding methods shall with requirements prescribed in other parts of this Code.

(b) Ungrounded Systems. The equipment of an ungrounded separately derived system shall be grounded as specified in (1) through (3).

(1) Grounding Electrode Conductor. A grounding electrode conductor, sized in accordance with Section 250-66 for the derived phase conductors, shall be used to connect the metal enclosures of the derived system to the grounding electrode as specified in (2). This connection shall be made at any point on the separately derived system from the source to the first system disconnecting means.

(2) Grounding Electrode. Except as permitted by Section 250-34 portable and vehicle mounted generators, the grounding electrode shall comply with Section 250-30 (a)(3).

(3) Grounding Methods. In all other respects, grounding methods shall comply with requirements prescribed in other parts of this Code.

250-32. Two or More Building or Structures Supplied from a Common Service.

(a) Grounding Electrode. Where two or more building or structures are supplied from a common ac service by a feeder(s) or branch circuit(s), the grounding electrode(s) required in part C of this at each building or structure shall be connected in the manner specified in (b) or (c). Where there are no existing grounding electrodes, the grounding electrode (s) required in Part C of article shall be installed.

Exception: A grounding electrode at separate buildings or structures shall not be required where only one branch circuits supplies the building or structure and the branch circuit includes an equipment grounding conductor for grounding the concurrent-carrying of all equipment.

(b) Grounded Systems. For a grounded system at the separate building or structure, the connection to the grounding electrode and grounding or bonding of equipment, structures, or frames required to be

grounded or bonded shall comply with either (1) or (2).

(1) Equipment Grounding Conductor. An equipment grounding conductor as described in Section 250-118 shall be run with the supply conductors and connected to the building or structure disconnecting means and to the grounding electrode(s). The equipment grounding conductor shall be used frames required to be bonded. Any installed grounded conductor shall not be connected to the equipment grounding conductor or to the grounding electrode(s).

(2) Grounded Conductor. Where (1) an equipment grounding conductor is not run with the supply to the building or structure, and (2) there are no continuous metallic paths bonded to the grounding system in both buildings or structure involved, and (3) ground-fault protection of equipment has not been installed on the common ac service, the grounded circuit conductor run with the supply to the building or structure shall be connected to the building or trode(s) and shall be used for grounding or bonding of equipment, structure, or frames required to be grounded or bonded.

(c) Ungrounded Systems. The grounded electrode(s) shall be connected to the building or structure disconnecting means.

(d) Disconnecting Means Located in Separate Building or Structure on the Same Premises. Where one or more disconnecting means supply one or more additional buildings or structures under single management, and where these disconnecting means are located remote from those buildings 225-32, Exception Nos. 1 all of the following conditions shall be met.

to the capacitive charging current of the system. The value of impedance will also limit transient overvoltages to safe values. For guidance, refer to criteria for limiting transient overvoltages in Recommended Practice of Grounding of Industrial and Commercial Power Systems, ANSI/IEEE 142-1991.

(d) Neutral Conductor Routing. The conductor connecting the neutral point of the transformer or generator to the grounding impedance shall be permitted to be installed in a separate raceway. It shall not be required to run this conductor with or overcurrent device to the grounded side equipment or first system disconnecting impedance.

(e) Equipment Bonding Jumper. The equipment bonding jumper (the connection between the equipment grounding conductors and the grounding impedance) shall be an unspliced conductor run from the first system disconnecting means or overcurrent device to the grounded side of the grounding impedance.

(f) Grounding Electrode Conductor Location. The grounding electrode conductor shall be attached any point from the grounded side of the grounding impedance to the equipment grounding connection at the service equipment or first system disconnecting means.

C. Grounding Electrode System and Grounding Electrode Conductor

250-50. Grounding Electrode System. If available on the premises at each building or structure served, each item (a) through (d), and made electrodes in accordance with Section 250-52 (c) and (d), shall be bonded together to from the grounding electrode system. The bonding jumper (s) shall be installed in accordance with Section 250-64 (a), (b), and (e), shall be sized in accordance with Section 250-66, and shall be connected in the manner specified in Section 250-70.

An unspliced grounding electrode conductor shall be permitted to be run to any convenient grounding electrode available in the grounding electrode system or to one or more grounding electrode(s) individually. It shall be sized for the largest grounding electrode conductor required among all the electrodes connected to it.

The grounding electrode conductor shall be unspliced or spliced by means of irreversible compression-type connected listed for the purpose or by the exothermic welding process.

Interior metal water piping located more than 5 ft (1.52m) from the point of entrance to the building shall not be used as a part of the grounding electrodes that system or as a conductor to interconnect that are part of the grounding electrode system.

Exception: In industrial and commercial buildings where condition of maintenance and supervision ensure that only qualified persons will metal water pipe that is being used for the conductor is exposed.

FPN: See Section 547-8 and 547-9 for special grounding and bonding requirements for agricultural buildings.

(a) Metal Underground Water Pipe. A metal underground water pipe in direct contact with the earth for 10 ft (3.05m) or more (including any metal well casing effectively bonded to the pipe) and electrically continuous by bonding around insulating joints or sections or insulating pipe) to the points of connection of the grounding electrode conductor and the bonding conductors.

(1) **Continuity.** Continuity of the grounding path or the bonding connection to interior piping shall not rely on water meters of filtering devices and similar equipment.

- (2) **Supplemental Electrode Required.** A metal underground water pipe shall be supplemented by an additional electrode of a type specified in Section 250-50 or 250-52. Where the supplemental electrode is a made electrode of the rod, pipe, or plate type, it shall comply with Section 250-56. The Supplemental electrode shall be permitted to be bonded to the grounding electrode conductor, the grounded service-entrance conductor, the nonflexible grounded service raceway, or any grounded service enclosure.

Exception: The supplemental electrode shall be permitted to be bonded to the interior metal water piping at any convenient point as covered in Section 250-50, Exception.

Where the supplemental electrode is a made electrode as in Section 250-52(c) or (d), that portion of the bonding jumper that is the sole connection to the supplemental grounding electrode shall not be required to be larger than No. 6 copper wire or No. 4 aluminum wire.

(b) Metal Frame of the Building or Structure. The metal frame of the building or structure, where effectively grounded.

(c) Concrete-Encased Electrode. An electrode encased by at least 2 in. (50.8mm) of concrete, located within and near the bottom of a concrete foundation or footing that is in direct contact with the earth, consisting of at least 20 ft (6.1 m) of one or more bare or zinc galvanized or other electrically conductive coated steel reinforcing bars or rods of not less than ½-in. (12.7-mm) diameter, or consisting of at least 20 ft (6.1 m) of bare copper conductor not smaller than No. 4. Reinforcing bars shall be permitted to be bonded together by the usual steel tie wires or other effective means.

(d) Ground Ring. A ground ring encircling the building or structure, in direct contact with the earth at a depth below the earth's surface of not less than 2 ½ ft (762mm), consisting of at least 20 ft (6.1 m) of bare **copper conductor not smaller than No. 2.**

250-52. Made and Other Electrodes. Where none of the electrodes specified in Section 250-50 is available, one or more of the electrodes specified in (b) through (d) shall be used. Where practicable, made electrodes shall be embedded below permanent moisture level. Made electrodes shall be free from nonconductive coatings such as paint or enamel. Where more than one electrode is used, each electrode of one grounding system (including that used for air terminals) shall not be less than 6 ft (1.83m) from any other electrode of another grounding system. Two or more grounding electrodes that are effectively bonded together shall be considered a single grounding electrode system.

(a) Metal Underground Gas Piping System. A metal underground gas piping system shall not be used as a grounding electrode.

(b) Other Local Metal Underground Systems or Structures. Other local metal underground systems or structures such as piping systems and underground tanks.

(c) Rod and Pipe Electrodes. Rod and pipe electrodes shall not be less than 6 ft (2.44m) in length, shall consist of the following material, and shall be installed in the following manner.

- (1) Electrodes of pipe or conduit shall not be smaller than ¾ in. trade size and, where of iron steel shall have the outer surface galvanized or otherwise metal-coated for corrosion protection.
- (2) Electrodes of rods of iron steel shall be at least 5/8 in. (15.87mm) in diameter. Stainless steel rods less than

5/8 in. (15.87 mm) in diameter, nonferrous rods, or their equivalent shall be listed and shall not be less than ½ in. (12.7mm) in diameter.

- (3) The electrode shall be installed such that at least 8 ft (2.44 m) of length is in contact with the soil. It shall be driven to a depth of not less than 8 ft (2.44 m) except that, where rock bottom is encountered, the electrode shall be driven at an oblique angle not to exceed 45 degrees from the vertical or shall be buried in a trench that is at least 2 ½ ft (762 mm) deep. The upper end of the electrode shall be flush with or below ground level unless the aboveground end and the grounding electrode conductor attachment are protected against physical damage as specified in Section 250-10.

(d) Plate Electrodes. Each plate shall expose not less than 2 ft² (0.186 m²) of surface to exterior soil. Electrodes of iron or steel plates shall be least ¼ in. (6.35 mm) in thickness. Electrodes of nonferrous metal shall be least 0.06 in. (1.52mm) in thickness. Plate electrodes shall be installed not less than 2 ½ ft (762mm) below the surface of the earth.

(e) Aluminum Electrodes. Aluminum electrodes shall not be permitted.

250.54. Supplementary Grounding Electrodes. A single electrode consisting of a rod, pipe, or plate that does not have a resistance to ground of 25 ohms or less shall be augmented by one additional electrode of any of the types specified in Section 250-118, but the earth shall not be used sole equipment grounding conductor.

250-56. Resistance of Made Electrodes. A single electrode consisting of a rod, pipe, plate that does not have a resistance to

ground of 25 ohms or less shall be augmented by one additional electrode of any of the types specified in Sections 250-50 or 250-52. Where multiple rod, pipe, or plate electrodes are installed to meet the requirements of this section, they shall not be less than 6 ft (1.83 m).

250-58. Common Grounding Electrode.

Where an ac system is connected to a grounding electrode in or at a building as specified in Sections 250-24 and 250-32, the same electrode shall be used to ground conductor enclosures and equipment in or on that building. Where separate services supply building and are required to be connected to a grounding electrode, the same grounding electrode shall be used.

Two or more grounding electrodes that are effectively bonded together shall be considered as a single grounding electrode system in this sense.

250-60. Use of Air Terminals. Air terminal conductors and driven pipes, rods, or other made electrodes used for grounding electrodes required by Section 250-52 for grounding wiring systems and equipment. This provision shall not prohibit the required bonding together of grounding electrodes of different systems.

FPN No. 1: See section 250-106 from air terminals. See Sections 800-40(d), 810-21(j), and 820-40(d) for bonding of electrodes.

FPN No. 2: Bonding together of all spacing separate grounding electrodes will limit potential differences between them and between their associated wiring systems.

(a) Connections to Made Electrodes.

Where the grounding electrode conductors is connected to made electrodes as permitted in Section 250-52(c) or (d), that portion of the conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than No. 6 copper wire or no. 4 aluminum wire.

(b) Connections to Concrete-Encased Electrodes. Where the grounding electrode conductor is connected to a concrete-encased electrode as permitted in Section 250-50(c), that portion of the conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall be the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than No. 4 copper wire.

(c) Connections to Ground Rings. Where the grounding electrode conductor is connected to a ground as permitted in Section 250-50(d), that portion of the conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than conductor used for the ground ring.

250-68. Grounding Electrode Conductor Connection to Grounding Electrodes.

(a) Accessibility. The connection of a grounding electrode conductor to a grounding electrode shall be accessible.

(b) Effective Grounding Path. The connection of a grounding electrode conductor shall be made in a manner that will ensure a permanent and effective grounding path. Where necessary to ensure the grounding path for a metal piping system used as a grounding electrode, effective bonding shall be provided around insulated joints and sections and around any equipment that is likely to be disconnected for repairs or replacement. Bonding conductors shall be of sufficient length to permit removal of such equipment while retaining the integrity of the bond.

250-70 Methods of Grounding Conductor Connection to Electrode by exothermic welding, listed, lugs, listed pressure connectors, listed clamps, or other listed means. Connections depending on solder shall not be used. Ground clamps shall be listed for the materials of the grounding electrode and the grounding electrode conductor and, where used on pipe, rod, or other buried electrodes, shall also be listed for direct soil burial. Not more than one

conductor shall be connected to the grounding electrode by a single clamp or fitting unless the clamp or fitting is listed for multiple conductors. One of the following methods shall be used:

- (1) A listed bolted clamp of cast bronze or brass, or plain or malleable iron
- (2) A pipe fitting, pipe plug, or other approved device screwed into a pipe or pipe pitting
- (3) For indoor telecommunications purposes only, a listed sheet metal strap-type ground clamp having rigid metal base that seats on the electrode and having a strap of such material and dimensions that it is not likely to stretch during or after installation.
- (4) An equally substantial approved means.

D. Enclosure, Raceway, and Service Cable Grounding

250-80. Service Raceway and Enclosures. Metal enclosures and raceway for service conductors and equipment shall be grounded.

Exception: A metal elbow that is installed in an underground installation of rigid nonmetallic conduit and is isolated from possible contact by a minimum cover of 18 in. (457 mm) to any part of the elbow shall not be required to be grounded.

250-84 Underground Service Cable or Conduit.

(a) Underground Service Cable. The sheath or armor of a continuous metal-sheathed service cable system that is metallically connected to the underground system shall not be required to be grounded at the building. The sheath or armor shall be permitted to be insulated from the interior conduit or piping.

(b) Underground Service Conduit Containing Cable. An underground service conduit that contains a metal-sheathed cable bonded to the underground system shall not be required to be grounded at the building. The sheath or armor shall be

permitted to be insulated from the interior conduit or piping.

250-86. Other Conductor Enclosures and Raceways.-

Except as permitted by Section 250-112(i), metal enclosures and raceways for other than service conductors shall be ground.

Exception No. 1: Metal enclosures and raceways for conductors added to existing installations of open wire, knob and tube wiring, and nonmetallic-sheathed cable shall not be required to be grounded where these enclosures or wiring methods

- (a) Do not provide an equipment ground;
- (b) Are in runs of less than 25 ft (7.62m);
- (c) Are free from probable contact with ground, grounded metal, metal lath, or other conductive material; and
- (d) Are guarded against contact by persons.

250-97. Bonding for Over 250 Volts. For circuits of over 250 volts to ground, the electrical continuity of metal raceways and cables with metal sheaths that contain any conductor other than service conductors shall be ensured by one or more of the methods specified for services in Sections 250-94(1) through (4).

Exception: Where oversized, concentric, or eccentric knockouts are not encountered, or where a box or enclosure with concentric or eccentric knockouts is listed for the purpose, the following methods shall be permitted.

- (a) Thread less couplings and connectors for cables with metal sheaths
- (b) Two locknuts, on rigid metal conduit or intermediate metal conduit, one inside and one outside of boxes and cabinets
- (c) Fittings with shoulders that seat firmly against the box or cabinet, such as electrical metallic tubing connectors, flexible metal conduit connectors, and cable

connectors, with one locknut on the inside of boxes and cabinets

- (d) Listed fittings

250-98 Bonding Loosely Jointed Metal Raceways. Expansion fittings and telescoping section of metal raceways shall be made electrically continuous by equipment bonding jumpers or other means.

250-100. Bonding in Hazardous (Classified) Localities. Regardless of the voltage of the electrical system, the electrical continuity of enclosures in any hazardous (classified) location as defined in Article 500 shall be ensured by any of the methods specified for services in Section 250-94 that are approved for the wiring method used.

250-102. Equipment Bonding Jumpers.

(a) Material. Equipment bonding jumpers shall be of copper or other corrosion-resistant material. A bonding jumper shall be a wire, bus, screw, or similar suitable conductor.

(b) Attachment. Equipment bonding jumpers shall be attached in the manner specified by the applicable provisions of Section 250-8 for circuits and equipment and by Section 250-70 for grounding electrodes.

(c) Size- Equipment Bonding Jumper on Supply Side of Service. The bonding jumper shall not be smaller than the sizes shown in Table 250-66 for grounding electrode conductors. Where the service-entrance phase conductors are larger than 1100 kcmil copper or 1750 kcmil aluminum, the bonding jumper shall have an area not less than 12 ½ percent of the area of the largest phase conductor except that, where the phase conductors and the bonding jumper are of different materials (copper or aluminum), the minimum size of the bonding jumper

Shall be based on the assumed use of phase conductors of the same material as the bonding jumper and with an ampacity equivalent to that of the installed phase conductors. Where the service-entrance conductors are paralleled in two or more raceways or cables, the equipment bonding jumper, where routed with the raceways or cables, shall be run in parallel. The size of the bonding jumper for each raceways or cable shall be based on the size of the service-entrance conductors in each raceways or cable.

The bonding jumper for a grounding electrode conductor raceways or cable armor as covered in Section 250-64(d) shall be the same size larger than the required enclosed grounding electrode conductor.

(d) Size-Equipment Bonding Jumper on Load Side of Service. The Equipment bonding jumper on the load side of the service overcurrent devices shall sized, as a minimum, in accordance with the sizes listed in Table 250-122, but not required to be larger than the circuit conductors supplying the equipment, and not smaller than No. 14.

A single common continuous equipment bonding jumper shall be permitted to bond two or more raceways or cables where the bonding jumper is sized in accordance with Table 250-122 for the largest overcurrent device supplying circuits therein.

(e) Installation. The equipment bonding jumper shall be permitted to be installed inside or outside of a raceways or enclosure. Where installed on the outside, the length of the equipment bonding jumper shall not exceed 6 ft (1.83m) and shall be routed with the raceways or enclosure. Where installed inside of a raceways, the equipment bonding jumper shall comply with the requirements of Sections 250-119 and 250-148.

250-104. bonding of Piping and Exposed Structural Steel.

(a) Metal Water Piping. The interior metal water piping system shall be bonded as required in (1), (2), (3), or (4) of this section. The bonding jumper shall be installed in accordance with Section 250-64(a), (b), and (e). The points of attachment of the bonding jumper(s) shall be accessible.

(1) General. The interior metal water piping system shall be bonded to the service equipment enclosure, the grounded conductor where of sufficient size, or to the one or more grounding electrodes used. The bonding jumper shall be sized in accordance with Table 250-66 except as permitted in (2) and (3).

(2) Building of Multiple Occupancy. In building of multiple occupancy, where the interior metal water piping system for the individual occupancies is metallically isolated shall not be grounded. Where such a system is employed, the equipment shall be distinctively marked.

250-112 Fastened in Place or Connected by Permanent Wiring Methods (Fixed) – Specific. Exposed, noncurrent-carrying metal parts of the kinds of equipment described in (a) through (k), and noncurrent-carrying metal parts of equipment and enclosures described in (l) and (m), shall be grounded regardless of voltage.

(a) Switchboard Frames and Structures. Switchboard frames and structure supporting switching equipment, except frames of 2-wire dc switchboards where effectively insulated from ground.

(b) Pipe Organs. Generator and motor frames in an electrically operated pipe organ, unless effectively insulated from ground and motor driving it.

(c) Motor Frames. Motor frames, as provided by Section 430-142.

(d) Enclosures for Motor Controllers. Enclosures for motor controllers unless attached to ungrounded portable equipment.

(e) Elevators and Cranes. Electric equipment for elevators and cranes.

(f) Garages, Theaters, and Motion Picture Studios. Electric equipment in commercial garages, theaters, and motion picture studios, except pendant lampholders supplied by circuits not over 150 volts to ground.

(g) Electrical Signs. Electrical signs, outline lighting, and associated equipment as provided in Article 600.

(h) Motion Picture Projection Equipment. Motion picture projection equipment.

(i) Power-Limited Remote-Control, Signaling, and Fire Alarm Circuits. Equipment supplied by Class 1 power-limited circuits and Class 1, Class 2, and Class 3 remote-control and signaling circuits, and by fire alarm circuits, shall be grounded where system grounding is required by Part B of this article.

(j) Lighting Fixtures. Lighting fixtures as provided in Part E of Article 410.

(k) Skid-Mounted Equipment. Permanently mounted electrical equipment and skids shall be grounded with an equipment bonding jumper sized as required by Section 250-122.

(l) Motor-Operate Water Pumps. Motor-operated water pumps including the submersible type.

(m) Metal Well Casing. Where a submersible pump is used in metal well casing, the well casing shall be bonded to the pump circuit equipment grounding conductor.

250-114. Equipment connected by Cord and Plug. Under any of the conditions

described in (1) through (4), exposed noncurrent-carrying metal parts of cord-and plug-connected equipment likely to become energized shall be grounded.

Exception: Listed tools, listed appliances, and listed equipment covered in (2) through (4) shall not be required to be grounded where protected by a system of double insulation or its equivalent. Double insulated equipment shall be distinctively marked.

(1) In hazardous (classified) locations (see Articles 500 through 517)

(2) Where operated at over 150 volts to ground

Exception No. 1: Motors, where guarded, shall not be required to be grounded.

Exception No. 2: Metal frames of electrically heated appliances, exempted by special permission, shall be permanently and effectively insulated from ground.

(3) In residential occupancies

- (a) Refrigerators, freezers, and air conditioners
- (b) Clothes-washing, clothes-drying, dish-washing machines; information technology equipment; sump pumps and electrical aquarium equipment
- (c) Hand-held motor-operated tools, stationary and fixed motor-operated tools, light industrial motor-operated tools
- (d) Motor-operate appliances of the following types: hedge clippers, lawn mowers, snow blowers, and wet scrubbers
- (e) Portable handclaps

(4) In other residential occupancies

- (a) Refrigerators, freezers, and air conditioners
- (b) Clothes-washing, clothes-drying, dish-washing machines; information technology equipment; sump

pumps and electrical aquarium equipment

- (c) Hand-held motor-operate tools, stationary and fixed motor-operated tools, light industrial motor-operated tools
 - (d) Motor-operated appliances of the following types: hedge clippers, lawn mowers, snow blowers, and wet scrubbers
 - (e) Cord-and plug-connected appliances used in damp or wet locations or by persons standing on the.
- (1) Stripping the insulation or covering from the entire exposed length
 - (2) Coloring the exposed insulation or covering green
 - (3) Marking the exposed insulation or covering with green tape or green adhesive labels
- (b) Multiconductor Cable.** Where the conditions of maintenance and supervision ensure that only qualified persons will service the installation, one or more insulated conductors in a multiconductor cable, at the time of installation, shall be permitted to be permanently identified as equipment grounding conductors at each end and at every point where the conductors are accessible by one of the following means:
- (1) Stripping the insulation from the entire exposed length
 - (2) Coloring the exposed insulation green
 - (3) Marking the exposed insulation with green tape or green, adhesive labels
- (c) Flexible Cord.** An uninsulated equipment grounding conductor shall be permitted, but, if individually covered, the covering shall have a continuous outer finish that is either green or green with one or more yellow stripes.

250-120. Equipment Grounding Conductor Installation. An equipment grounding conductor shall be installed as follows.

(a) Raceway, Cable Trays, Cable Armor, or Cable Sheaths. Where it consists of a raceway, cable tray, cable armor, or cable sheath or where it is a wire within a raceway or cable, it shall be installed in accordance with the applicable provisions in this Code using fittings for joints and terminations approved for use with the type raceway or cable used. All connections, joints, and fittings shall be made tight using suitable tools.

(b) Aluminum and Copper-Clad Aluminum Conductors. Aluminum and copper-clad aluminum conductors shall be installed in accordance with the restrictions of Section 250-64.

(c) Equipment Grounding Conductors Smaller than No. 6. Equipment grounding conductors smaller than No. 6 shall be protected from physical damage by a raceway or cable armor except where not in hollow spaces of walls or partitions, where not subject to physical damage, or where protected from physical damage.

250-122. Size of Equipment Grounding Conductors.

(a) General. Copper, aluminum, or copper-clad aluminum equipment grounding conductors of the wire type shall not be smaller than shown in Table 250-122, but shall not be required to be larger than the circuit conductors supplying the equipment. Where a raceway or a cable armor or sheath is used as the equipment grounding conductor, as provided in Sections 250-118 and 250-134(a), it shall comply with Section 250-2(d).

(b) Adjustment for Voltage Drop. Where conductors are adjusted in size to compensate for voltage drop, equipment grounding conductors, where installed, shall

be adjusted proportionately according to circular mil area.

(c) Multiple Circuits. Where a single equipment grounding conductor is run with multiple circuits in the same raceway or cable, it shall be sized for the largest overcurrent device protecting conductors in the raceway or cable.

(d) Motor Circuits. Where the overcurrent device consists of an instantaneous trip circuit breaker or a motor short circuit protector, as allowed in Section 430-52, the equipment grounding conductor size shall be permitted to be based on the rating of the motor overload protective device but not less than the size shown in Table 250-122.

(e) Flexible Cord and Fixture Wire. Equipment grounding conductors that are part of flexible cords or used with fixture wires in accordance with Section 240-4 shall be not smaller than No. 18 copper and not smaller than the circuit conductors.

(f) Conductors in Parallel. Where conductors are run in parallel in multiple raceways or cables as permitted in Section 310-4, the equipment grounding conductors, where used, shall be run in parallel in each raceway or cable. One of the following methods shall be used to ensure the equipment grounding conductors are protected.

(1) Each parallel equipment grounding conductor shall be sized on the basis of the ampere rating of the overcurrent device protecting the circuit conductors in the raceway or cable in accordance with Table 250-122.

(2) Where ground-fault protection of equipment is installed, each parallel equipment grounding conductor in a multiconductor cable shall be permitted to be sized in accordance with Table 250-122 on the basis of the trip rating of the ground-fault protection where the following conditions are met.

(1) Conditions of maintenance and supervision ensure that only qualified persons will service the installation.

(2) The ground-fault protection equipment is set to trip at not more than the ampacity of a single ungrounded conductor of one of the cables in parallel.

(3) The ground-fault protection is listed for the purpose.

250-132. Short Sections of Raceway. Isolated sections of metal raceway or cable armor, where required to be grounded, shall be grounded in accordance with Section 250-134.

250-134. Equipment Fastened in Place or Connected by Permanent Wiring Methods (Fixed) - Grounding. Unless grounded by connection to the grounded circuit conductor as permitted by Sections 250-32, 250-140, and 250-142, noncurrent-carrying metal parts of equipment, raceways, and other enclosures, if grounded, shall be grounded by one of the following methods.

(a) Equipment Grounding Conductor Types. By any of the equipment grounding conductors permitted by Section 250-118.

(b) With Circuit Conductors. By an equipment grounding conductor contained within the same raceway, cable, or otherwise run with the circuit conductors.

Exception No. 1: As provided in Section 250-130(c), the equipment grounding conductor shall be permitted to be run separately from the circuit conductors.

Exception No. 2: For dc circuits, the equipment grounding conductor shall be permitted to be run separately from the circuit conductors.

FPN No. 1: See Sections 250-102 and 250-168 for equipment bonding jumper requirements.

FPN No. 2: See Section 400-7 for use of cords for fixed equipment.

250-136. Equipment Considered Effectively Grounded. Under the conditions specified in (a) and (b), the noncurrent-carrying metal parts of the equipment shall be considered effectively grounded.

(a) Equipment Secured to Grounded Metal Supports. Electric equipment secured to and in electrical contact with a metal rack or structure provided for its support and grounded by one of the means indicated in Section 250-134. The structural metal frame of a building shall not be used as the required equipment grounding conductor for ac equipment.

(b) Metal Car Frames. Metal car frames supported by metal hoisting cables attached to or running over metal sheaves or drums of elevator machines that are grounded by one of the methods indicated in Section 250-134.

250-138. Cord- and Plug-Connected Equipment Noncurrent-carrying metal parts of cord- and plug-connected equipment if grounded, shall be grounded by one of the following methods.

(a) By Means of an Equipment Grounding Conductor. By means of an equipment grounding conductor run with the power supply conductors in a cable assembly or flexible cord properly terminated in a grounding-type attachment plug with one fixed grounding contact.

Exception: The grounding contacting pole of grounding type plug-in ground-fault circuit interrupters shall be permitted to be of the movable, self-restoring type on circuits operating at not over 150 volts between any

two conductors, or over 150 volts between any conductor and ground.

(b) By Means of a Separate Flexible Wire or Strap. By means of a separate flexible wire or strap, insulated or bare, protected as well as practicable against physical damage, where part of equipment.

250-140. Frames of Ranges and Clothes Dryers. This section shall apply to existing branch-circuit installations only. New branch-circuit installations shall comply with Sections 250-134 and 250-138. Frames of electric ranges, wall mounted ovens, counter-mounted cooking units, clothes dryers, and outlet or junction boxes that are part of the circuit for these appliances shall be grounded in the manner specified by Section 250-134 or 250-138; or, except for mobile homes and recreational vehicles, shall be permitted to be grounded to the grounded circuit conductor if all of the following conditions are met.

- (1) The supply circuit is 120/240-volt, single-phase, 3-wire; or 208Y/120-volt derived from a 3-phase, 4-wire wye-connected system.
- (2) The grounded conductor is not smaller than No. 10 copper or No. 8 aluminum.
- (3) The grounded conductor is insulated, or the grounded conductor is uninsulated and part of a Type SE service entrance cable and the branch circuit originates at the service equipment.
- (4) Grounding contacts of receptacles furnished as part of the equipment are bonded to the equipment.

250-142. Use of Grounded Circuit Conductor for Grounding Equipment.

(a) Supply-Side Equipment. A grounded circuit conductor shall be permitted to ground noncurrent-carrying metal parts' of

equipment, raceways, and other enclosures at any of the following locations:

- (1) On the supply side or within the enclosure of the ac service-disconnecting means
- (2) On the supply side or within the enclosure of the main disconnecting means for separate buildings as provided in Section 250-32(b)

250-162. Direct-Current Circuits and Systems to Be Grounded. Direct-current circuits and systems shall be grounded as provided for in (a) and (b).

(a) Two-Wire, Direct-Current Systems. A two-wire, dc system supplying premises wiring and operating at greater than 50 volts but not greater than 300 volts, shall be grounded.

Exception No. 1: A system equipped with a ground detector and supplying only industrial equipment in limited areas shall not be required to be grounded.

Exception No. 2: A rectifier-derived dc system supplied from an ac system complying with Section 250-20 shall not be required to be grounded.

Exception No. 3: Direct-current fire alarm circuits having a maximum current of 0.030 amperes as specified in Article 760, Part C, shall not be required to be grounded.

(b) Three-Wire, Direct-Current Systems. The neutral conductor of all 3-wire, dc systems supplying premises wiring shall be grounded.

250-164. Point of Connection for Direct-Current Systems.

(a) Off-Premises Source. Direct-current systems to be grounded and supplied from an off-premises source shall have the grounding connection made at one or more supply stations. A grounding connection shall not be made at individual services or at any point on the premises wiring.

(b) On-Premises Source. Where the dc system source is located on the premises, a grounding connection shall be made at one of the following:

- (1) The source
- (2) The first system disconnection means or overcurrent device
- (3) By other means that accomplish equivalent system protection and that utilize equipment listed and identified for the use

250-166. Size of Direct-Current Grounding Electrode Conductor. The size of the grounding electrode conductor for a dc system shall be as specified in (a) through (e).

(a) Not Smaller than the Neutral Conductor. Where the dc system consists of a 3-wire balancer set or a balancer winding with overcurrent protection as provided in Section 445-4(d), the grounding electrode conductor shall not be smaller than the neutral conductor, and not smaller than No. 8 copper or No. 6 aluminum.

(b) Not Smaller than the Largest Conductor. Where the dc system is other than as in (a), the grounding electrode conductor shall not be smaller than the largest conductor supplied by the system, and not smaller than No. 8 copper or No. 6 aluminum.

(c) Connected to Made Electrodes. Where connected to made electrodes is in Section 250-52(c) or (d), that portion of the grounding electrode conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than No. 6 copper wire or No. 4 aluminum wire.

(d) Connected to a Concrete-Encased Electrode. Where connected to a concrete-encased electrode as in Section 250-50(c), that portion of the grounding electrode conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than No. 4 copper wire.

(e) Connected to a Ground Ring. Where connected to a ground ring as in Section 250-50(d), that portion of the grounding electrode conductor that is the sole connection to the grounding electrode shall not be required to be larger than the conductor used for the ground ring.

250-168. Direct-Current Bonding Jumper. For dc systems, the size of the bonding jumper shall not be smaller than the system grounding conductor specified in Section 250-166.

250-169. Ungrounded Direct-Current Separately Derived Systems. Except as otherwise permitted in Section 250-34 for portable and vehicle mounted generators, an ungrounded dc separately derived system supplied from a stand-alone power source (such as an engine-generator set) shall have a grounding electrode conductor connected to an electrode that complies with Part C to provide for grounding of metal enclosures, raceways, cables, and exposed noncurrent-carrying metal parts of equipment. The grounding electrode conductor connection shall be to the metal enclosure at any point on the separately derived system from the source to the first system disconnecting means or overcurrent device, or it shall be made at the source of a separately derived system that has no disconnecting means or overcurrent devices.

The size of the grounding electrode conductor shall be in accordance with Section 250-166.

J. Instruments, Meters, and Relays

250-170. Instrument Transformer Circuits. Secondary circuits of current and potential instrument transformers shall be grounded where the primary windings are connected to circuits of 300 volts or more to ground and, where on switchboards, shall be grounded irrespective of voltage.

Exception: Circuits where the primary windings are connected to circuits of less

than 1000 volts with no live parts or wiring exposed or accessible to other than qualified persons.

(d) Equipment Grounding Conductors. Equipment grounding conductors shall be permitted to be banded and shall be connected to the ground bus and grounding electrode conductor at the service-entrance equipment or the disconnecting means for a separately derived system and extended to the system ground.

250-188. Grounding of Systems Supplying Portable or Mobile Equipment. Systems supplying portable or mobile high-voltage equipment, other than substations installed on a temporary basis, shall comply with (a) through (f).

(a) Portable or Mobile Equipment. Portable or mobile high-voltage equipment shall be supplied from a system having its neutral grounded through an impedance. Where a delta-connected high-voltage system is used to supply portable or mobile equipment, a system neutral shall be derived.

(b) Exposed Noncurrent-Carrying Metal Parts. Exposed noncurrent-carrying metal parts of portable or mobile equipment shall be connected by an equipment grounding conductor to the point at which the system neutral impedance is grounded.

(c) Ground-Fault Current. The voltage developed between the portable or mobile equipment frame and ground by the flow of maximum ground-fault current shall not exceed 100 volts.

(d) Ground-Fault Detection and Relaying. Ground-fault detection and relaying shall be provided to automatically de-energize any high-voltage system component that has developed a ground fault. The continuity of the equipment grounding conductor shall be continuously monitored so as to de-energize automatically the high-voltage circuit to the portable or mobile equipment

upon loss of continuity of the equipment grounding conductor.

(e) Isolation. The grounding electrode to which the portable or mobile equipment system neutral impedance is connected shall be isolated from and separated in the ground by at least 20 ft (6.1 m) from any other system or equipment grounding electrode, and there shall be no direct connection between the grounding electrodes, such as buried pipe, fence, etc.

(f) Trailing Cable and Couplers. High-voltage trailing cable and couplers for interconnection of portable or mobile equipment shall meet the requirements of Part C of Article 400 for cables and Section 490-55 for couplers.

250-190. Grounding of Equipment. All noncurrent-carrying metal parts of fixed, portable, and mobile equipment and associated fences, housings, enclosures, and supporting structures shall be grounded.

Exception: Where isolated from ground and located so as to prevent any person who can make contact with ground from contacting such metal parts when the equipment is energized.

Grounding conductors not an integral part of a cable assembly shall not be smaller than No. 6 copper or No. 4 aluminum.

FPN: See Section 250-110, Exception No. 2 for polemounted distribution apparatus.

Article 280 - Surge Arresters

A. General

280-1. Scope. This article covers general requirements, installation requirements, and connection requirements for surge arresters installed on premises wiring systems.

280-2. Definition. A surge arrester is a protective device for limiting surge voltages by discharging or bypassing surge current, and it also prevents continued flow of follow current while remaining capable of repeating these functions.

280-3. Number Required. Where used at a point on a circuit, a surge arrester shall be connected to each upgrounded conductor. A single installation of such surge arresters shall be permitted to protect a number of interconnected circuits, provided that no circuit is exposed to surges while disconnected from the surge arresters.

2804. Surge Arrester Selection.

(a) Circuits of Less than 1000 Volts. The rating of the surge arrester shall be equal to or greater than the maximum continuous phase-to-ground power frequency voltage available at the point of application.

Surge arresters installed on circuits of less than 1000 volts shall be listed for the purpose.

(b) Circuits of 1 kV and Over - Silicon Carbide Types. The rating of a silicon carbide-type surge arrester shall be not less than 125 percent of the maximum continuous phase-to-ground voltage available at the point of application.

FPN No. 1: For further information on surge arresters, see Standard for Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for AC Power Circuits, ANSI/IEEE C62.1-1989; Guide for the Application of Gapped Silicon-Carbide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, ANSYMEE C62.2-1987; Standard for Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating Current Power Circuits, ANSI/IEEE C62.11-1993; and Guide for the Application of Metal-Oxide Surge Arresters for Alternating-Current Systems, ANSI/IEEE C62.22-1991.

FPN No. 2: The selection of a properly rated metal oxide arrester is based on considerations of maximum continuous operating voltage and the magnitude and duration of over