



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES CUAUTITLÁN

**“ANÁLISIS DE LOS SISTEMAS DE TIERRA
EN INSTALACIONES INDUSTRIALES,
BAJO NORMA ANSI-80 DE LA I-EEE”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERA MECÁNICA ELÉCTRICISTA

P R E S E N T A

MÓNICA PAYNE MORALES

ASESORA: ING. MA. DE LA LUZ GONZÁLEZ QUIJANO

CUAUTITLÁN IZCALLI, EDO. DE MÉXICO

2010



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

DEDICATORIAS

Dedico esta tesis a los seres que más amo:

A mi hija: Vera Nazúl, por toda la ayuda prestada en mi ausencia ¡T.Q.M.!

A mis hijos: Emmanuel Agustín y Gabriel, por regalarme su tiempo que les pertenecía, ¡Los amo!

A mi esposo: Gabinito, por ser la fuente de mi inspiración y motivación para superarme y lograr mis metas profesionales; por estar siempre a mi lado aconsejándome y apoyándome incondicionalmente, ¡Gracias cariñito azucarado!

A mi padre: Federico Payne Roa, por enseñarme que trabajando duro salimos adelante. ¡Que en paz descanse!

A mi madre: Sofía Morales Hernández, por toda su confianza y por sus oraciones encomendándome a dios.

A mis hermanos: Inocencio, Mardonio, Arminio, Silviano y Domingo Federico; a mis hermanas: Isabel, Irene, Rosalía, Rosa y Amada Sofía por estar siempre conmigo cuando más los he necesitado.

A Javier Cervantes, porque gracias a él soy doblemente Universitaria, ¡Goya! ¡Goya!

A mis compañeros y compañeras de trabajo, por alentarme a seguir con mis estudios.

AGRADECIMIENTOS

A dios, por escuchar las oraciones de mi madre y por darme salud, tenacidad y sabiduría para lograr esta meta tan importante en mi vida.

A la Sra. Reyna Rosalino Cortéz, agradezco todos los cuidados y tiempo para mis bebés.

A mis profesores, quienes me ayudaron a realizarme profesionalmente.

Un agradecimiento especial a mi asesora Ma. de la Luz González Quijano por su generosidad al brindarme la oportunidad de recurrir a su capacidad y experiencia, en un marco de confianza, afecto y amistad fundamentales para hacer posible esta tesis.

A mis sinodales: Benjamín Contreras Santacruz, Ricardo Joaquín Ramírez Verdeja, Ángel Isaías Lima Gómez y Arturo Ávila Vázquez, por sus valiosas sugerencias y acertados aportes para el desarrollo de este trabajo.

A mis compañeros de clases, quienes me acompañaron en esta trayectoria de aprendizaje y conocimientos.

Al Dr. Fernando Maldonado López, científico mexicano e inventor de la tecnología Faragauss.

A mi maravillosa Familia, ¡Muchas gracias por todo su apoyo!

OBJETIVO DE LA TESIS

El objetivo de la presente tesis, es el dejar referencia para su consulta posterior de los Sistemas de Puesta a Tierra convencionales y de tecnología de punta, en las diversas instalaciones industriales, cumpliendo con las normas mexicanas y de la IEEE.

Otro objetivo es proporcionar los conocimientos básicos para estar en condiciones de evaluar, analizar, diseñar, seleccionar, instalar así como dar mantenimiento preventivo a los sistemas de tierra cumpliendo con la norma, ya que es muy importante obtener energía de calidad en todo Sistema Eléctrico de Potencia. Además se conocerán las diversas normas mexicanas aprobadas y emitidas por la Asociación de Normalización y Certificación.

NOMENCLATURAS UTILIZADAS EN ESTA TESIS

AMESA	(Adsorption Method for Sampling of Dioxins and Furans). Método de muestreo de adsorción de las dioxinas y furanos. AMESA Suministros SL es una empresa dedicada al suministro de equipos y materiales para retirar amianto.
ANCE	Asociación de Normalización y Certificación A.C.
ANPASA	Empresa francesa líder en sistemas de pararrayos ionizantes. Son proveedores de pararrayos en Av. Consituyentes No. 1060 Col. Lomas Altas México D.F. C.P. 11950.
ANSI	(American National Standards Institute). Instituto Nacional Americano de Estándares o de Normalización.
CA	Corriente Alterna.
CC	Corriente Continua.
CD	Corriente Directa.
CEI 479-11994	Es la norma de más reciente publicación de NTP-400 por el Instituto Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo: Trata con especial interés la “fibrilación ventricular” que constituye la causa esencial de los accidentes mortales debidos a la electricidad.
COCONASHT	Comisión Consultiva Nacional de Seguridad e Higiene en el Trabajo.
CONANCE	Comité de Normalización de la Asociación de Normalización y Certificación.
DGSST	Secretaría del Trabajo y Previsión Social.
DIN	(Deutsches Institut für Normung). Instituto Alemán de Normalización. Normas Alemanas Generales.
EMI	Interferencias Electromagnéticas.

- EN** Norma o Estándar Europea: El 27 de Mayo del 2002 se actualiza el anexo IV de la Dirección General de Política Tecnológica en la que se regulan las condiciones para la comercialización y libre circulación intracomunitaria de los equipos de protección individual.
- IEC** (International Electrotechnical Commission).
Comisión Electrotécnica Internacional.
- IEC 60909** Especifica procedimientos para el cálculo de las corrientes de corto circuito anticipadas con un corto circuito de alto voltaje desequilibrado en sistemas trifásicos de CA que funcionan en una frecuencia nominal 50Hz o 60 Hz.
- IEC 61312-2** (Shielding of structures, Bonding inside structures and Earthing).
Norma que trata sobre el blindaje de las estructuras, dentro de las estructuras de unión y puesta a tierra.
- IEC 60364-4-42** (Electrical installations of buildings - Part 4-42: Protection for safety - Protection against thermal effects Persons, fixed equipment, and fixed materials adjacent to electrical equipment shall be protected against harmful effects of heat developed by electrical equipment, or thermal radiation, particularly the following effects: - combustion or degradation of materials; - risk of burns; - impairment of the safe function of installed equipment.)
Instalaciones eléctricas en edificios - Parte 4-42: Protección para la seguridad - Protección de las Personas contra efectos térmicos, los sistemas fijos y materiales fijos adyacentes a los aparatos eléctricos deben estar protegidos contra los efectos nocivos del calor producido por aparatos eléctricos o radiación térmica, en particular los siguientes efectos: - la combustión o la degradación de los materiales; - riesgo de quemaduras; - deterioro de la función de seguridad de los equipos instalados.
- IEEE** (Institute of Electrical and Electronic Engineers).
Instituto de Ingenieros de Eléctrica y Electrónica.
- IEEE Std 80** (Guide for Safety in Alternating Current Substation Grounding).
Guía de Seguridad en Sistemas de Tierra para Subestaciones de Corriente Alterna.
- IEEE Std 142** (Recommended Practice for Grounding of Industrial and Commercial Power Systems). Práctica recomendada para la puesta a tierra de Sistemas de Potencia Comercial e Industrial.

IEEE Std 998	(Guide for Direct Lightning stroke Shielding of substations). Guía para el blindaje de las subestaciones contra accidente cerebrovascular ocasionado por rayos directos.
IEEE Std 1100	(Recommended Practice for powering and grounding Electronic Equipment) Práctica recomendada para la alimentación y de puesta a tierra de Equipos Electrónicos.
ISO	(International Organization for Standardization). Organización Internacional para la Estandarización.
LAPEM	Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales
NBS	Oficina Nacional de Normas
NEC	(Nippon Electric Company). Compañía Eléctrica Japonesa.
NEC 250-21	Corrientes eléctricas indeseables en los conductores de puesta a tierra.
NEC 250-23	Puesta a tierra de sistemas de corriente alterna alimentados desde una acometida.
NEC 250-25	Conductor de puesta a tierra en CA.
NEC 250-26	Puesta a tierra de sistema de CA derivados separadamente.
NEC 250-27	Conexión del sistema con neutro puesto a tierra a través de alta impedancia.
NEC 250-51	Trayectoria efectiva de puesta a tierra.
NEC 250-54	Electrodo común de puesta a tierra.
NEC 250-57	Puesta a tierra de equipo fijo o conectado por un método de alumbrado permanente (fijo).
NEC 250-58	Equipo considerado eficazmente puesto a tierra.
NFPA	(National Fire Protection Association). Asociación Nacional de protección contra fuego.
NFPA-780	(Standard for the installation of lightning protection systems). Estándar para la instalación de sistemas de protección contra descargas atmosféricas (rayos).

NMX-J-549-ANCE	Sistema de protección contra tormentas eléctricas-especificaciones, materiales y métodos de medición, aprobada por CONANCE en el año 2005. (Protection against lightning-specifications, materials and methods of measure).
NOM	Norma Oficial Mexicana.
NOM-008-SCFI	Norma Oficial Mexicana, Sistema General de Unidades de medidas.
NTC	Norma Técnica Colombiana.
NTC 2050	Código Eléctrico Colombiano.
NTC 4552	Protección contra rayos.
NTP-400	(Electrical current: Effects passing through the human body). Corriente eléctrica: Efectos al atravesar el organismo humano.
PARRES	Es una empresa dedicada a la producción y comercialización para la protección de equipos eléctricos, electrónicos y sistemas de pararrayos, la cual se caracteriza por la investigación y desarrollo de nuevos productos.
PU	Por Unidad
RFI	Interferencias de Radio Frecuencia.
RMS	(Root Medium Square). Raíz Media Cuadrática.
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia.
SEPTE	Sistema Externo de Protección contra Tormentas eléctricas.
SIPTE	Sistema Interno de Protección contra Tormentas eléctricas.
SPT	Sistemas de Puesta a Tierra.
VDE	(Verband Deutscher Elektrotechniker). Asociación Alemana de Electrotecnia, normas que se dedican a los equipos eléctricos.
VDE 0102	Norma Alemana que da las directrices para realizar los cálculos de las impedancias de diversos componentes y dispositivos eléctricos al ocurrir la falla y el cálculo de corrientes de corto circuito.

CAPÍTULO I. APLICACIONES DE SISTEMAS DE TIERRA

1.1. OBJETIVO PRINCIPAL DE UN SISTEMA DE TIERRA

El objetivo principal de un sistema de tierra es el control de las corrientes indeseables de falla para la seguridad humana y la integridad de instalaciones, equipos y bienes en general del SEP, garantizar la correcta operación de los dispositivos de protección y establecer la permanencia, de un potencial de referencia, al estabilizar la tensión eléctrica a tierra, bajo condiciones normales de operación.

Los efectos producidos por descargas de tipo atmosférico ó eléctrico: ruido de alta frecuencia, interferencias, inducciones, distorsión armónica, ruido eléctrico, transitorios, contaminación electromagnética, radiación electromagnética, descarga por corto circuito, descarga atmosférica, descarga electrostática, descarga eléctrica, etc. dieron el origen a las diversas aplicaciones de los Sistemas de Tierra. La circulación de las corrientes de corto circuito pueden originar la aparición de diferencias de potencial entre ciertos puntos, por ejemplo: entre la instalación de puesta a tierra y el terreno que la rodea o entre dos puntos del mismo, por ello la instalación de puesta a tierra debe concebirse para que incluso con la aparición de las diferencias de potencial mencionadas se cubran los siguientes objetivos:

- Seguridad de las personas.
- Protección de las instalaciones.
- Mejora de la calidad de servicio (alta calidad y eficiencia eléctrica).
- Establecimiento y permanencia de un potencial de referencia (equipotenciabilidad efectiva).

Se debe hacer énfasis en que la seguridad de las personas es lo que verdaderamente ocupa y constituye el fin primordial de la instalación de puesta a tierra, sin embargo esto no significa que se deje de reconocer la importancia de los otros objetivos. Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma las personas puedan circular o permanecer sin que exista el riesgo de que puedan estar sometidas a una tensión peligrosa, durante cualquier defecto de la instalación eléctrica o en la red unida a ella. Esto induce, equívocamente, a pensar en la posibilidad de una seguridad absoluta; a este respecto, es oportuno recoger la afirmación que, sobre el riesgo contiene la Norma 80 de la IEEE:

“Un somero análisis mostrará que es absolutamente imposible, a menos que se abandone totalmente la distribución de energía eléctrica, prevenir en todo momento, en todo lugar y bajo todas las circunstancias, la presencia de tensiones peligrosas. Sin embargo, este hecho no releva al ingeniero de la responsabilidad de efectuar un eficiente diseño. Afortunadamente en la mayoría de los casos mediante un diseño cuidadoso e inteligente esa probabilidad puede reducirse a un valor extremadamente bajo. Toda instalación eléctrica deberá disponer de una protección o instalación de tierra diseñada en forma tal que, en cualquier punto normalmente accesible del interior o exterior de la misma, donde las personas puedan circular o permanecer, éstas queden sometidas como máximo, a las tensiones de paso y contacto (durante cualquier defecto en la instalación eléctrica o en la red unida a ella), despreciables electrofisiológicamente y que por la vía de la medición repetitiva no pongan en riesgo la vida y salud humana”.

1.1.1. ¿QUÉ ES UNA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA?

Uno de los problemas con la puesta a tierra es el término en sí mismo. El término poner a tierra significa cosas diferentes a personas diferentes. Para el diseñador de circuitos electrónicos, es usualmente la conexión al punto común que sirve de referencia de voltaje del circuito. Para el diseñador de sistemas o tableros, es frecuentemente la conexión al gabinete, rack o estructura soporte. Para el electricista es la conexión del cable verde a la puesta a tierra de seguridad o la conexión a los electrodos de tierra en sí misma. Por otra parte, en ocasiones se mezclan diferentes filosofías de puesta a tierra sin analizar sus consecuencias, por ejemplo, cuando equipos electrónicos con métodos de puesta a tierra diferente (flotante, aislada, un solo punto, etc.) se interconectan a través de los cables de datos.

La diferencia entre neutro y tierra es que el neutro lo usamos como regreso de nuestra línea de alimentación o en otras palabras es por donde pasa la corriente de regreso a los postes de suministro eléctrico. Por otro lado la conexión a tierra, es la conexión que usamos para que circule la corriente no deseada, sobretensiones o descargas eléctricas hacia tierra para evitar que dañen a equipos eléctricos, electrónicos y proteger a las personas.

La mayoría de los problemas asociados con los sistemas de puesta a tierra resultan de la confusión causada por el tipo de puesta a tierra que se supone se debe hacer. Guías contradictorias tales como puesta a tierra en un solo punto vs. múltiples puntos pueden ser parte del problema. Y siempre está la tentación de mejorar la puesta a tierra a través del aislamiento (barras aisladas o electrodos aislados) o colocando electrodos de tierra independientes, lo cual coloca el sistema en una condición insegura. La unión eléctrica y electromagnética entre la tierra y una parte de un circuito eléctrico o de una parte conductora perteneciente al mismo, se efectúa mediante una instalación de puesta a tierra que se define como “el conjunto formado por electrodos y líneas de tierra de una instalación eléctrica”.

1.1.2. PROPÓSITOS DE LA PUESTA A TIERRA

Existe mucho riesgo de electrocución a las personas cuando no se utiliza la puesta a tierra de Seguridad, (ver fig. 1.1.). En cualquier tipo de equipo o SEP, la puesta a tierra tiene dos propósitos básicos:

- Referencia de voltaje: La puesta a tierra de una parte del sistema de potencia provee una referencia de voltaje contra la cual otros circuitos son comparados. No siempre se conecta a la tierra.
- Seguridad: La conexión de la puesta a tierra de potencia de las partes metálicas, chasis y carcasas de equipos, armadura y pantallas de cables, tuberías y canales porta cables, evita la presencia de tensiones peligrosas en partes accesibles del equipo o instalación que puedan poner en peligro la seguridad del personal; siempre se conecta a la tierra.

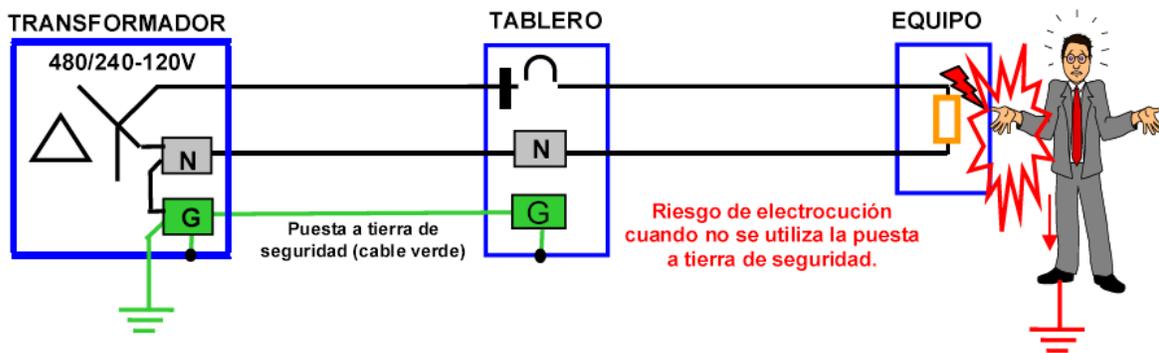


Fig. 1.1. Riesgo a las personas cuando no se utiliza la puesta a tierra de Seguridad.

1.1.3. FUNCIÓN ELEMENTAL DE UNA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA

La principal función de un sistema de puesta a tierra de una instalación eléctrica es lograr que las intensidades de corriente, de cualquier naturaleza que se puedan originar, ya sean corrientes de falla o debidas a descargas atmosféricas, sigan trayectorias definidas hacia el terreno para lograr:

- Limitar la diferencia de potencial que en un momento dado se pueda presentar entre estructuras metálicas y tierra.
- Posibilitar la detección de fallas a tierra y asegurar la actuación y coordinación de las protecciones, eliminando o disminuyendo las afectaciones a equipos o a las personas.
- Limitar las sobretensiones internas que puedan aparecer en la red eléctrica, en determinadas condiciones de operación.
- Evitar los impulsos que originan las descargas de los rayos, en el caso de instalaciones de exterior y, particularmente, en líneas aéreas.
- Limitar las sobretensiones por operación de interruptores.
- 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.
- 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.
- Facilitar mediante sistemas de relevadores o de control la eliminación de las fallas a tierra en los sistemas eléctricos.
- Dar mayor confiabilidad y continuidad al servicio eléctrico.

Con respecto a la seguridad de las personas, no deberá existir peligro en una instalación de alta tensión cuando, por cualquier causa, pongan partes de su cuerpo en contacto con dos puntos de la instalación que tengan una diferencia de potencial capaz de establecer la circulación de la intensidad de corriente con una duración tal que determine efectos electrofisiológicos peligrosos.

En este punto conviene remarcar que la puesta a tierra no garantiza la seguridad total de las instalaciones eléctricas ante los incalculables transitorios y fenómenos, reacciones anómalas, imprudencias, y aún, despropósitos que las personas puedan llevar a cabo con respecto a una instalación de alta tensión y que, por otro lado, incluso serán elementos coadyugantes a aumentar la gravedad en caso de accidentes por contactos directos.

En general, un sistema de tierras debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Impedancia baja y permanente a tierra referido a un rango de frecuencias.
- Acoplamiento del campo electromagnético (entre masas y control de bucles).
- Funcionamiento equipotencial (creación de un nodo).
- Efectiva disipación de corrientes indeseables a tierra , con una dirección preponderante a esta.
- Baja tensión de paso y de toque.
- Definición correcta del funcionamiento, sin RFI e EMI y con compatibilidad de funcionamiento entre la fuente de alimentación y las cargas más delicadas y susceptibles.

1.2. ¿CÓMO SE PRODUCE UN RAYO?

Entre otros fenómenos y desastres climatológicos podemos señalar el aumento progresivo de las tormentas, así como su intensidad eléctrica; la descarga atmosférica conocida como rayo, es la igualación súbita (violenta) de cargas de un campo eléctrico que se ha creado entre una nube y la tierra; el 90 % de los rayos detectados, son de una nube negativa hacia tierra. La energía eléctrica generada por rayos puede causar graves daños al equipo electrónico, una descarga típica puede tener aproximadamente 3 billones de kilowatts de energía a un voltaje aproximado de 125 millones de volts y una corriente promedio de 20,000 Amperes. Un rayo destructivo podría consistir de 25,000 ampers a un voltaje de 30 millones de volts. Los transitorios inducidos por rayos en el sistema de potencia pueden causar mal funcionamiento del equipo o introducir datos o instrucciones falsas, aún cuando el equipo esté apagado y conectado a la línea; puede ocurrir daños por medio de la antena o las conexiones en las líneas de datos. Para asegurar una operación confiable del equipo electrónico, se debe proporcionar protección efectiva contra rayos, especialmente en lugares de alto índice de ocurrencias. Los equipos electrónicos a protegerse pueden ser computadoras, equipos médicos computarizados, enlaces de computadoras, sistemas de voz/datos, PLC's, subestaciones y otros dispositivos

eléctricos y electrónicos sensibles, tanto el equipo como la instalación y el personal que lo contiene deben ser protegidos adecuadamente.

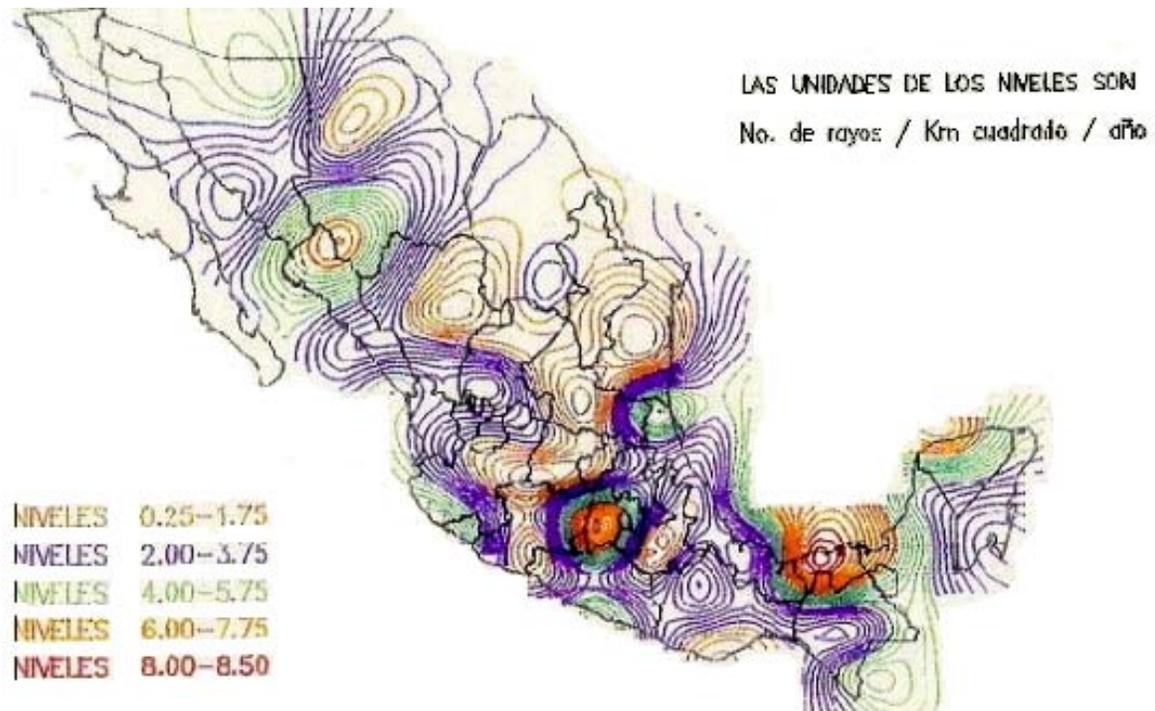


Fig. 1.2. Mapa de isodensidad de rayos en la República Mexicana (CFE).

El nivel de riesgo de rayos se llama nivel cerámico, se valora por el número de días de la actividad de rayos por año y km^2 , estos niveles solo son de referencia pues suelen ser muy variables, algunos se mantienen durante más tiempo por las características del contexto ambiental y telúrico, la media tiene que ser valorada como mínimo cada 5 años. Gracias a la información captada vía satélite se puede efectuar un seguimiento de los impactos de rayos en diferentes mapas virtuales, en la fig. 1.2 puede observarse un mapa isocerónico de la República Mexicana, este provee información sobre las probabilidades de ocurrencias de rayos en los diferentes estados de la República Mexicana, (para consultar el mapa promedio anual de densidad de rayos a tierra por estados se puede consultar la norma NMX-J-ANCE-2005).

1.2.1. EFECTOS DE UN RAYO EN EL CUERPO HUMANO

El cuerpo humano es una máquina bioeléctrica, polarizada eléctricamente y toda la actividad electromagnética del entorno nos afecta. Cada impacto de rayo genera una radiación o pulso electromagnético peligroso para las personas. (ver fig. 1.3). Los campos electromagnéticos artificiales perturban el magnetismo natural terrestre y el cuerpo humano sufre cambios de sus ritmos biológicos normales pudiendo sucumbir a diferentes enfermedades. La condición 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. Los efectos más comunes de la corriente que circula a través del cuerpo humano dependen de la magnitud, duración y frecuencia de ésta.

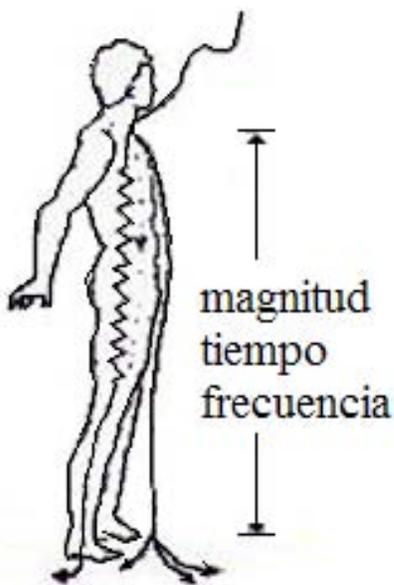


Fig. 1.3. Muerte por impacto directo de un rayo.

La referencia IEEE Std 80-2000 indica como un valor promedio de la resistencia del cuerpo humano de $1,000 \Omega$, considerando como el contacto establecido entre la mano y los pies, como también entre los pies; se fija para la corriente eléctrica alterna de frecuencia 50-60 Hz entre 10 y 30 mA, según el sexo y edad de la persona, una persona saludable puede soportar un nivel de corriente hasta: 1 mA.

La Norma CEI 479-11994 considera un valor de 0,5 mA en CA y 2 mA en CC, cualquiera que sea el tiempo de exposición, se suele llamar “umbral absoluto de intensidad” y representa la máxima intensidad que puede soportar una persona sin peligro; en CA se considera un valor máximo de 10 mA, independientemente del tiempo que dure su exposición a la corriente. El “umbral de reacción” es el valor mínimo de la corriente que provoca una contracción muscular y el “umbral de no soltar” cuando una persona tiene sujetos unos electrodos, es el valor máximo de la corriente que permite a esa persona soltarlos. En CC, es difícil establecer el umbral de no soltar ya que solo el comienzo provoca el dolor y las contracciones musculares. El “umbral de fibrilación ventricular” es el valor mínimo de la corriente que puede provocar la fibrilación ventricular, en CA, el umbral de fibrilación ventricular decrece considerablemente si la duración del paso de la corriente se prolonga más allá de un ciclo cardíaco. En orden de magnitud son:

De 1 a 2 mA	Es el umbral de percepción (hormigueo)
De 2 a 9 mA	Contracción muscular involuntaria, pero se pueden soltar los objetos.
De 9 a 25 mA	Dolor. No se pueden liberar los objetos agarrados.
De 25 a 60 mA	Se dificulta la respiración. Es el valor máximo que puede atravesar un corazón sano.
De 60 a 100 mA	Produce fibrilación ventricular y paro respiratorio.
Más de 100mA	Paro cardíaco y severas quemaduras.

Daños al ser humano provocados por los rayos:

- Quemaduras en la piel.
- Rotura del tímpano.
- Lesiones en la retina.
- Caída al suelo por onda expansiva.
- Caída al suelo por engarrotamiento muscular debido a una tensión de paso ligera.
- Lesiones pulmonares y lesiones óseas.
- Estrés pos-traumático.
- Muerte por: Paro cardíaco, paro respiratorio o lesiones cerebrales.

Se pueden tolerar intensidades altas de corriente sin originar fibrilación, si la duración es muy corta y las frecuencias menores de 25 Hz o de CC, según el estudio de Charles Dalziel, cuyas investigaciones fueron publicadas en el libro verde de la IEEE desarrolló una relación empírica en base a la experiencia de voluntarios, concluyendo que de un 99.5% de los hombres participantes en los experimentos (sin fibrilación) respondía a la ecuación empírica que liga la intensidad de corriente tolerable y el tiempo que un organismo puede soportar; esta fórmula es la siguiente:

$$I_c^2 t = 0.0135$$

Despejando I_c ;

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

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 relacionada a la energía tolerada por cierto porcentaje de la población, representa los watts x segundo absorbidos por un cuerpo durante un choque eléctrico, para personas del orden de 50 Kg. de peso. Valida en el rango de 0.03 a 3 segundos.
0.0246	Constante empírica que representa los watts x segundo absorbidos por un cuerpo durante un choque eléctrico, para personas del orden de 70 Kg. de peso. $I_c = 0.157 / \sqrt{t}$

La costumbre es utilizar el valor menor (50 Kg) que presenta el valor más crítico, para los cálculos convencionales se toman los valores de la resistencia del cuerpo humano mostrados en la tabla 1. Los límites de diseño se han establecido como voltajes y, para llegar a los límites apropiados, es necesario considerar la impedancia del cuerpo humano ($100 \Omega \cdot m$), la impedancia de contacto de la mano ($300 \Omega \cdot m$), la impedancia del calzado ($4000 \Omega \cdot m$) y la resistividad del material superficial bajo el calzado, suponiendo $100 \Omega \cdot m$.

PARTE DEL CUERPO	RESISTENCIA
Pecho a Mano (derecha)	650 Ω
Pecho a Mano (izquierda)	750 Ω
Mano izquierda a pie (s)	1000 Ω
Mano derecha a pie (s)	1250 Ω
Espalda a mano derecha	1400 Ω
Otros puntos de contacto	>1400 Ω
Mano – mano	2300 Ω
Mano – pie	1100 Ω
Cuerpo	1000 Ω

Tabla 1. Resistencia del cuerpo humano admisible, (según la norma IEEE Std 80-2000).
(En subestaciones: Ver Reglas 190-304, 190-306, 190-308, 190 - 310 y 190 – 312)
Tensiones de toque y de paso tolerables.

1.2.2. REPERCUSIONES ELÉCTRICAS DERIVADAS DE LOS RAYOS.

Durante una descarga atmosférica se generan inducciones y acoplamientos en líneas de transporte eléctrico y de comunicaciones, todos los equipos electrónicos sensibles que se encuentren dentro de un radio de acción de 120 metros pueden estar afectados por una sobre tensión inducida, en función de la intensidad de descarga del rayo las tomas de tierra no llegan a absorber la totalidad de la energía potencial descargada en menos de 1 segundo, generando retornos eléctricos por la toma de tierra al interior de la instalación eléctrica. Este fenómeno puede generar Tensiones de Paso peligrosas si las instalaciones no están preparadas al efecto.

1.2.2.1 TENSION DE PASO

La tensión de paso es la diferencia de potencial entre dos puntos de un terreno que pueden ser tocados simultáneamente por una persona, es la diferencia de potencial que podría

experimentar una persona entre sus pies con separación de 1 m, (ver fig. 1.4), cuando se presenta una corriente de falla en una estructura cercana puesta a tierra, pero no se tiene contacto con ella; su valor permisible esta dado por:

$$E_p = \frac{165 + \rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde: E_p = Tensión de Paso Permisible en voltios.
 ρ_s = Resistividad de la superficie del terreno en (Ω -m)
 t = Duración máxima de falla en segundos.

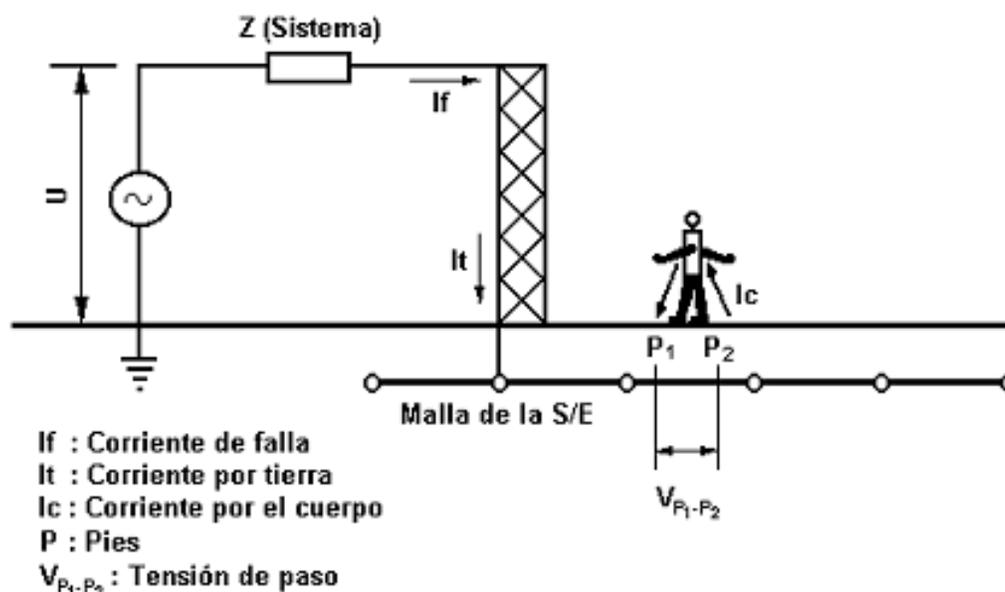


Fig. 1.4. Exposición a tensión de paso.

1.2.2.2 TENSION DE CONTACTO

La tensión por contacto es la diferencia de potencial que podría experimentar una persona a través de su cuerpo cuando se presenta una corriente de falla en la subestación eléctrica y al mismo tiempo tiene una mano o parte de su cuerpo en contacto con una estructura puesta a tierra, (ver fig. 1.5), su valor permisible está dado por:

$$E_t = \frac{165 + 0.25\rho_s}{\sqrt{t}}$$

Donde: E_t = Tensión de contacto permisible en voltios.

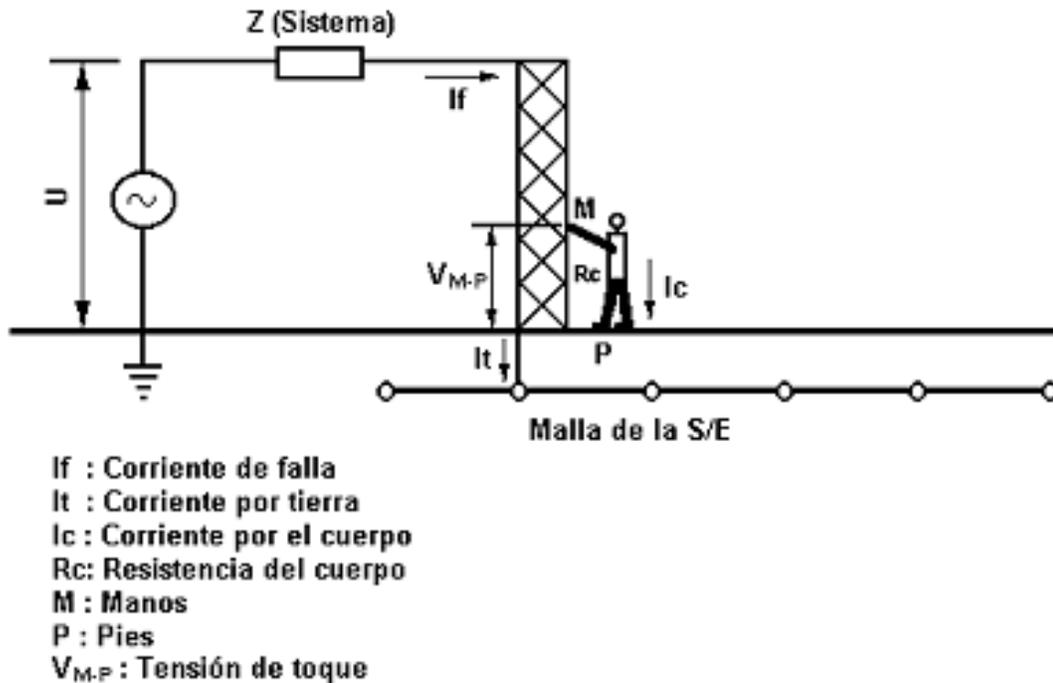


Fig. 1.5. Exposición a Tensión de contacto.

La norma IEEE Std 80 se basa en los criterios de seguridad del tacto aceptable y potenciales de paso. Subestaciones con bajas resistencias no son una indicación de un diseño seguro, la resistividad del suelo, la magnitud de la corriente de falla disponible, y la disposición física de la red de tierra determina por sí mismo un diseño seguro.

La declaración se refiere a la resistencia del suelo la cual es de 1Ω o menos para una subestación de transmisión y de 5Ω para una subestación de distribución. Las tensiones de paso y de contacto calculadas deben comprobarse antes de la puesta en servicio de subestaciones de media y alta tensión, para verificar que estén dentro de los límites admitidos, las mediciones se harán preferiblemente en la periferia de la instalación de la puesta a tierra.

Se pueden realizar las medidas de las tensiones de toque y de paso con un equipo de medición de corriente primaria de alta potencia con filtros digitales en la medida, tal como el CPC 100 o mediante un equipo Metrel Eurotest. En la tabla 2 se observan las mediciones que se realizaron de tensión de paso y tensión de toque en diferentes tipos de suelos según la duración de falla. La instalación de una subestación típica se diseña para una duración de falla de 0.5 segundos y el total de la superficie que está dentro del cerco es cubierto con una capa de piedra partida de 150 mm de espesor con una resistividad de 3 000 ohm - metro.

Tipo de Suelo	Resistividad (Ω - m)	Duración de la falla 0,5 seg		Duración de la falla 1,0 seg	
		Tensión de paso (V)	Tensión de toque (V)	Tensión de paso (V)	Tensión de toque (V)
Orgánico Mojado	10	174	166	123	118
Húmedo	100	263	186	186	133
Seco	1 000	1 154	405	816	286
Piedra partida 105 mm	3 000	3 143	885	2 216	626
Cama de Roca	10 000	10 065	2 569	7 116	1 816

Tabla 2. Tabla calculada de acuerdo al estándar 80 de la IEEE.

1.2.3. CAPTACIÓN Y PREVENCIÓN DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

Tanto en Europa (donde caen menos rayos que en nuestros países latinoamericanos), como en Norteamérica, se ha debatido mucho sobre los métodos de protección, En Europa permanecen los dos estándares de protección, el llamado Franklin/Faraday, que es el tradicional, y el de puntas o serpentina de inicio (early streamer). En EUA, el estándar aprobado por la NFPA-780 es el Franklin/Faraday, en México, tenemos desde el 2006 una Norma Mexicana al respecto emitida por ANCE con el número NMX-J-549-ANCE.

1.2.3.1. SISTEMA FRANKLIN

En 1747 Benjamín Franklin inició sus experimentos sobre la electricidad, (ver fig. 1.6), inventó el pararrayos y presentó la llamada teoría del fluido único para explicar los dos tipos de electricidad atmosférica, la positiva y negativa; desde entonces los Pararrayos evolucionaron con diferentes tecnologías.



Fig. 1.6. Benjamín Franklin

Benjamín Franklin fue el primero en darse cuenta que la altura era un factor importante en el diseño de protecciones contra rayos. El rango de atracción de un pararrayos es la distancia sobre la cual un pararrayos sencillo vertical de una altura dada sobre un plano limpio, atrae una descarga atmosférica. El espacio protegido por tal dispositivo define el lugar en que la construcción no suele ser afectada por una descarga directa. El sistema más sencillo y más antiguo de pararrayos, es el que consiste en terminales aéreas de cobre, bronce o aluminio anodizado terminadas en punta, llamadas puntas Franklin, (bayonetas), colocadas sobre las estructuras a proteger de los rayos. Este sistema se aplica en iglesias, casas de campo, graneros y otras estructuras ordinarias.

1.2.3.2. SISTEMA TIPO JAULA DE FARADAY.

Para estructuras grandes, se utiliza una modificación al sistema Franklin de pararrayos, al añadir a las terminales aéreas conductores que crucen sobre la estructura a proteger como una caja de Faraday limitada sobre y a los lados de la construcción, y todo ese conjunto resultante es conectado a cables múltiples de bajada, que a su vez se conectan al sistema de tierras perimetral del edificio. Los edificios modernos con estructura de acero y con varillas embebidas en concreto se acercan al concepto de la jaula de Faraday, y el riesgo de que un rayo que penetre en un edificio protegido de esta manera es extremadamente pequeño.

1.2.3.3. TIPOS DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS

Actualmente se utilizan tres tipos de protección contra rayos:

- Sistema de Conducción (barra de Franklin o “Jaula de Faraday”): Usa varillas de pararrayos para atraer el rayo.
- Sistema de Atracción: Usa un isótopo radiactivo o un iniciador iónico para atraer el rayo.
- Sistema de Disipación: Usa una gran cantidad de pequeños puntos metálicos que crean un campo pasivo ionizado para descargar continuamente el campo eléctrico creado por la tormenta; la idea es la de mantener este campo en el área del disipador para que no alcance el punto de centelleo, y así prevenir una descarga a la estructura protegida.

Los sistemas de conducción y atracción, tratan de atraer la descarga del rayo, para lograrlo, estos sistemas proporcionan una trayectoria de descarga de baja impedancia a tierra, manteniendola lejos de la estructura que protegen. Todos los pararrayos que acaban en una o varias puntas tienen como principio la excitación y captación del rayo. En mayor o menor grado generan efectos secundarios de contaminación electrostática y electromagnética que afectan con la posible destrucción a las instalaciones eléctricas y equipos durante la descarga del rayo en el pararrayos, se recomienda protecciones suplementarias en las instalaciones.

1.2.3.4. BLINDAJES INTERIORES

Nos ocuparemos ahora de otro dispositivo para prevención de efectos secundarios por descargas atmosféricas (Campos electromagnéticos) e interferencias externas, este dispositivo se conoce con el nombre de jaula de Faraday. El efecto jaula de Faraday provoca que el campo electromagnético en el interior de un conductor en equilibrio sea nulo, anulando el efecto de los campos externos. Esto se debe a que, cuando el conductor sujeto a un campo electromagnético externo, se polariza de manera que queda cargado positivamente en la dirección en que va el campo electromagnético, y cargado negativamente en el sentido contrario. Puesto que el conductor se ha polarizado, este genera un campo eléctrico igual en magnitud pero opuesto en sentido al campo electromagnético, luego la suma de ambos campos dentro del conductor será igual a cero.

1.2.3.5. MÉTODO DE LA ESFERA RODANTE

La técnica usada para analizar la acción de las descargas en objetos a tierra es el modelo electromagnético desarrollado originalmente por Golde R.H. Y derivado de ese modelo, desde 1970 se emplea el método de la esfera giratoria para calcular la zona o distancia de protección de los pararrayos. El equipo dentro de la zona de protección debe ser conectado a la misma red de tierras para que no exista una diferencia de potencial entre puntos en el sistema.

El método de la esfera rodante consiste en rodar una esfera imaginaria sobre tierra, alrededor y por encima de la instalación a proteger o cualquier otro objeto en contacto con la tierra, capaz de actuar como un punto de intercepción de la corriente de rayo. La esfera imaginaria debe rodarse desde el nivel de tierra hacia la estructura a proteger e instalar una terminal aérea en el primer punto de contacto con la estructura, véase fig. 1.7. Esta primera terminal aérea se conoce como pivote, cuya altura debe ser suficiente para que la esfera no toque la estructura cuando ésta se apoye sobre tierra y sobre la punta de la terminal aérea pivote.

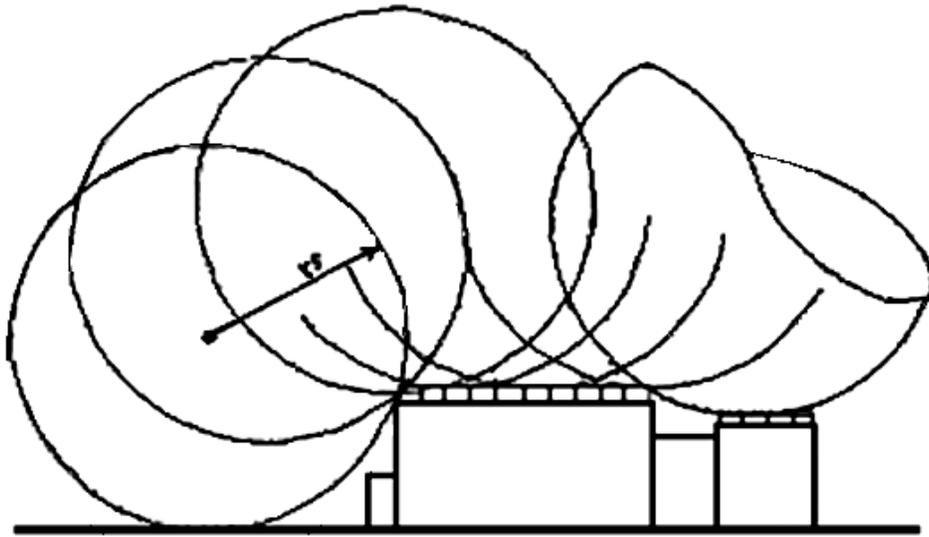


Fig. 1.7. Aplicación del método de la esfera rodante para definir la altura y posición de las terminales aéreas de interceptación de rayo para proteger la estructura.

Una vez especificado el primer punto de sacrificio para la corriente de rayo, debe rodarse la esfera por encima de la terminal aérea pivote y hacia el techo de la estructura e instalarse una terminal aérea de interceptación en todos aquellos puntos donde la esfera imaginaria toque la estructura o edificio a proteger, este proceso debe mantenerse hasta cubrir la totalidad del edificio o estructura a proteger. El espacio comprendido bajo el rodamiento de la esfera representa el volumen protegido.

En caso de no poder utilizar un método gráfico para rodar la esfera rodante imaginaria, como el descrito en el parágrafo anterior, la altura de la terminal aérea puede calcularse con la siguiente ecuación:

$$H = r_s \left\{ 1 - \sqrt{1 - \left[\frac{D}{r_s} + \sqrt{\frac{B}{r_s} \left(2 - \frac{B}{r_s} \right)} \right]^2} \right\}$$

En donde:

- B es la altura del elemento a proteger
- H es la altura de la terminal aérea de protección

- D es la distancia horizontal máxima de protección bajo el arco proyectado por el radio r_s debido a una terminal aérea.
- R es la distancia horizontal máxima de protección proyectado por el radio r_s entre dos terminales aéreas de protección.
- S representa la distancia de separación entre las terminales aéreas.
- r_s representa la distancia del último paso de la descarga o el radio de la esfera rodante.
- G es la altura mínima a la cual una estructura se encuentra protegida.

1.3. SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En general, existen diversos sistemas de puesta a tierra en una misma instalación o planta, con características y requerimientos diferentes, siendo los más frecuentes: la puesta a tierra para descargas atmosféricas, la puesta a tierra de potencia, por ejemplo en subestaciones; y la puesta a tierra de instrumentos, equipos electrónicos y computadoras, entre otros. Para dar cumplimiento a las Normas y en concordancia con la buena práctica y los criterios evaluados en esta tesis, se requiere que todos los sistemas de puesta a tierra utilizados en una misma instalación estén interconectados entre sí. No se permiten sistemas de puesta a tierra independientes o aislados del sistema de puesta a tierra de potencia o de la fuente de alimentación, debido a que en condiciones de falla a tierra o descargas atmosféricas se producen diferencias de potencial entre ambos sistemas de puesta a tierra, con consecuencias catastróficas para los equipos electrónicos y la seguridad personal.

1.3.1. PUESTA A TIERRA PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS

La energía eléctrica generada por rayos puede causar graves daños a las instalaciones y al equipo eléctrico y electrónico, La Puesta a Tierra para descargas atmosféricas provee un camino controlado a través del cual las corrientes de las descargas atmosféricas pueden alcanzar la tierra, (ver fig. 1.8).

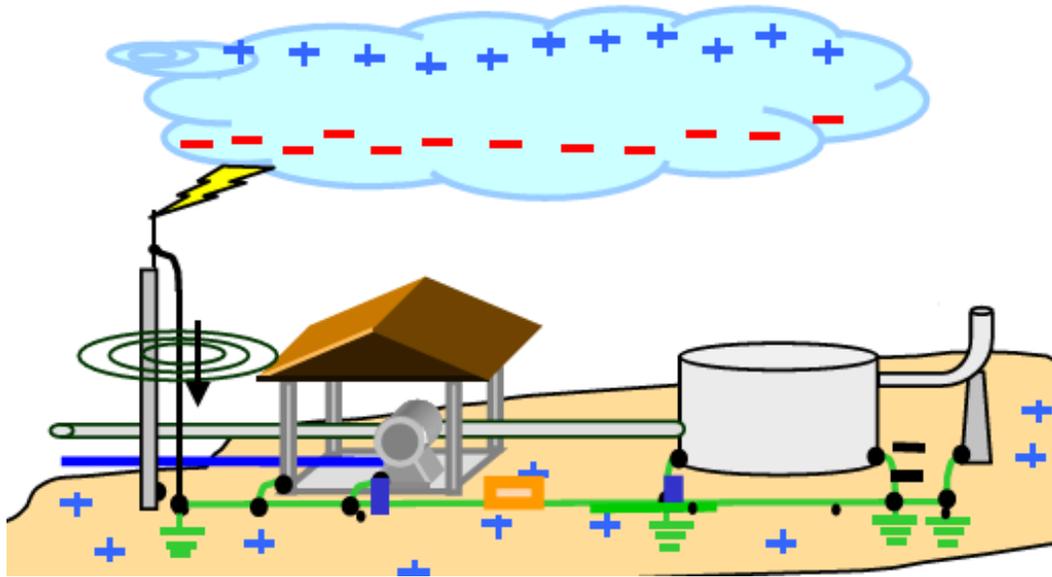


Fig. 1.8. Puesta a Tierra para descargas atmosféricas.

Este camino debe manejar las altas corrientes (miles de amperios) de las descargas atmosféricas durante decenas de microsegundos hasta pocos milisegundos, Aún así, es suficiente energía para dañar los equipos electrónicos si la puesta a tierra no es adecuada. El rápido incremento de tiempo del pulso de la descarga crea frecuencias usualmente en el orden de 1 MHz, de acuerdo a IEC 61312-2.

El flujo de estas altas corrientes a tierra a través del canal de la descarga o del conductor de puesta a tierra, produce un campo magnético proporcional a la corriente, el cual impacta las líneas de potencia, las pantallas y/o armaduras de cables aéreos y enterrados, tuberías y todas las estructuras metálicas cercanas. Asimismo, la circulación de esta corriente produce una elevada tensión en el sistema de puesta a tierra con relación a la tierra remota. Los criterios fundamentales en la puesta a tierra para descargas atmosféricas son mantener baja resistencia e inductancia y proveer adecuada capacidad de corriente transitoria ($I^2 t$).

1.3.2. PROTECCIÓN DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Las subestaciones de potencia son protegidas por puntas pararrayos colocadas sobre las estructuras, y por los hilos de guarda de las líneas que rematan en la subestación. Los hilos de guarda están conectados directamente a la malla de tierra de la subestación, (ver fig. 1.9). En el caso de las estructuras metálicas tipo rejilla (lattice), las mismas estructuras forman una jaula de Faraday de protección. Para el cálculo de las zonas de protección se emplea el método de la Esfera Rodante tratado en el punto 1.2.3.5.



Fig. 1.9. Protección de una subestación.

Las subestaciones de distribución no son protegidas contra una descarga atmosférica directa, porque se ha comprobado que los rayos caen mayormente sobre las líneas. La norma IEEE Std 80 plantea la mayoría de los aspectos de cálculos técnicos y de diseño en subestaciones eléctricas de media y alta tensión; provee procedimientos y guías para determinar la seguridad de un sistema de puesta a tierra. (Incluye el análisis y comportamiento del terreno, distribución de corriente de falla, etc.).

CAPÍTULO II. ESTUDIO DE CORTO CIRCUITO (FALLAS)

Este capítulo se dedica al comportamiento anormal de los Sistemas Eléctricos de Potencia en condiciones de falla por cortocircuito, puede ocurrir en el sistema de potencia cuando falla el aislamiento del equipo, debido a sobrevoltajes por descargas electrostáticas (rayos), por maniobras de interruptores, apertura y cierre de bancos de capacitores, arranque de motores a tensión plena, variaciones por causas mecánicas o debido a contaminación del aislamiento (salinidad); etc. El corto circuito resultante o la corriente de “falla” se determina por los voltajes internos de las máquinas síncronas y por las impedancias del sistema entre los voltajes de máquina y la falla. Las corrientes de corto circuito son mucho más grandes que las corrientes de operación normales y, si se les permite persistir, podrían causar daños térmicos al equipo; los devanados y barras colectoras también podrían sufrir daño mecánico debido a altas fuerzas magnéticas durante las fallas; el daño más severo que puede ocurrir es la calcinación o destrucción completa de conductores, sistemas de aislamiento y cubiertas metálicas que se origina por la liberación concentrada de energía en el arco de falla; tanto los sistemas de distribución aterrizados como los no aterrizados experimentan calcinación; por consiguiente, es necesario eliminar del servicio las secciones con falla de un sistema de potencia tan pronto como sea posible.

2.1. OBJETIVO DEL ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO

El objetivo del estudio de corto circuito es proporcionar información sobre corrientes y voltajes de un sistema eléctrico durante condiciones de falla. Esta información se requiere para calcular redes de tierra, seleccionar conductores, determinar la capacidad interruptiva de protecciones primarias y secundarias, así como de otros dispositivos de protección localizados en el Sistema Eléctrico de Potencia, asegurando la mínima interrupción en el servicio, la calidad de la energía y evitando daños en el equipo y al personal, ahorrando cuantiosos costos.

Existen plantas industriales donde los procesos de producción, requieren un suministro continuo de energía, un periodo de interrupción, puede generar pérdidas económicas considerables, por lo tanto estos centros pueden contar con un sistema propio de generación.

Como todos los circuitos del sistema se encuentran acoplados (circuitos de generación, distribución y consumo), los disturbios electromagnéticos se pueden propagar hacia cualquier punto de la instalación, pueden llegar a empalmes, terminales, transformadores de instrumentos en los tableros de distribución, devanados de los motores, e inclusive devanados de los generadores.

2.1.1. NATURALEZA DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Una corriente de corto circuito es aquella que circula en un circuito eléctrico, cuando existe el contacto entre dos o más conductores, al perderse el aislamiento entre ellos o entre ellos y tierra. Si se presenta un corto circuito en las terminales de la carga, el voltaje queda aplicado únicamente a la baja impedancia de los conductores de alimentación y a la impedancia de la fuente hasta el punto de corto circuito, ya no oponiéndose la impedancia normal de la carga y generándose una magnitud de corriente mucho mayor que la corriente nominal o de carga que circula por el circuito.

Los cortocircuitos ocurren en los sistemas de potencia trifásicos como sigue en orden de frecuencia de casos: Fallas simples línea a tierra, línea a línea, fallas dobles línea a tierra y fallas trifásicas balanceadas.

2.1.2. FUENTES DE CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO

Cuando se determinan las magnitudes de las corrientes de corto circuito, es extremadamente importante que se consideren todas las fuentes de corriente de corto circuito y que las reactancias características de estas fuentes sean conocidas:

➤ Generadores

Los generadores son movidos por turbinas, motores diesel, u otro tipo de primotores, cuando ocurre un corto circuito, el generador continua produciendo voltaje porque la excitación de campo se mantiene y el primotor sigue moviendolo a velocidad normal. El voltaje generado produce una corriente de corto circuito de gran magnitud, la cual fluye del generador al punto de falla. Si el corto circuito ocurre en las terminales del generador, la corriente queda limitada solamente por la impedancia de la máquina. Debido a que los generadores son alimentados con fuentes térmicas, hidráulicas, etc., para obtener su energía mecánica y convertirla en energía eléctrica al presentarse un corto circuito, la velocidad de sus rotores permanece casi constante durante periodos mayores a 8 ciclos, por lo que para efectos de calculos de corto circuito; se usa solo X'' reactancia subtransitoria, tanto para 0-4 ciclos como para 4-8 ciclos.

➤ Motores Síncronos

Los motores síncronos están costruidos substancialmente igual que los generadores; tienen un campo excitado por corriente directa y un devanado en el estator por el cual fluye la CA, el motor toma la potencia de la línea y convierte la energía eléctrica en energía mecánica; durante un corto circuito, en el sistema, el motor síncrono actua como un generador y entrega corriente de corto circuito, la inercia de la carga y el rotor impiden al motor que se detenga; en otras palabras, la energía rotatoria de la carga y el rotor mueven al motor síncrono como un primotor mueve a un generador. La magnitud de la corriente de corto circuito depende de la potencia, voltaje nominal, reactancia del motor síncrono y de la reactancia del sistema hasta el punto de falla. Los rotores están dentro de un campo magnético reforzado con corriente directa, al presentarse un corto-circuito se manifiesta tanto reactancia subtransitoria (X'') como reactancia transitoria (X') según el periodo de tiempo a analizar.

➤ Motores de inducción

El motor de inducción no tiene un campo excitado por CD, pero existe un flujo en el motor durante la operación normal, el campo del motor de inducción se produce por inducción desde el estator en lugar del devanado de CD; el flujo del rotor permanece normal mientras se aplica voltaje al estator desde una fuente externa y si esta se elimina súbitamente cuando ocurre un corto circuito en el sistema, el flujo en el rotor no puede cambiar instantáneamente y la inercia sigue moviendo al motor generándose un voltaje en el devanado del estator, causando una corriente de corto circuito que fluye hasta el punto de falla hasta que el flujo del rotor decae a cero. La magnitud de la corriente de corto circuito producida por el motor de inducción depende de su potencia, voltaje nominal, reactancia del motor y la reactancia del sistema hasta el punto de falla.

Consecuentemente, el valor inicial simétrico de la corriente de corto circuito es aproximadamente igual a la corriente de arranque a tensión plena del motor. A diferencia de los motores sincros sus rotores se encuentran dentro de un campo magnético débil o remanente, por lo que al presentarse un corto circuito, sus efectos se manifiestan de manera importante durante un periodo aproximado de 0 a 2 ciclos.

➤ Sistema de la Compañía Suministradora

Los modernos sistemas eléctricos de la compañías suministradoras, representan una grande y compleja red de plantas generadoras conectadas. En un sistema típico, los generadores no se ven afectados por las altas corrientes de corto circuito que se producen en una planta industrial, únicamente aparece en ellos un incremento en su corriente de carga que tiende a permanecer constante; para el estudio de corto circuito se representará como una impedancia equivalente referida al punto de conexión (acometida).

2.1.3. COMPONENTES SIMÉTRICAS Y REDES DE SECUENCIA

Una de las herramientas más poderosas para tratar con circuitos polifásicos desbalanceados es el método de las componentes simétricas desarrollado por Fortescue.

El trabajo de Fortescue prueba que un sistema desbalanceado de n fasores relacionados, se puede resolver con n sistemas de fasores balanceados llamados componentes simétricas de los fasores originales, se desarrollarán los circuitos equivalentes, llamados circuitos de secuencia.

Para realizar los cálculos de corto circuito se requiere de un diagrama unifilar del sistema a estudiar en donde se representan los elementos principales: generadores, motores síncronos y de inducción, transformadores, líneas de transmisión, etc. Indicando los principales datos para cada elemento como son potencia nominal, tensión nominal, reactancias transitorias, subtransitorias, impedancias, etc.; se trazan los diagramas de impedancia, estos tres componentes de secuencia son independientes hasta el punto de falla por lo que se requiere de los tres diagramas.

Para representar el defasamiento de los vectores de voltaje y de corriente en los sistemas trifásicos se define al operador “ a ” como un número complejo de magnitud unitaria y de argumento 120° : (ver fig. 2.1).

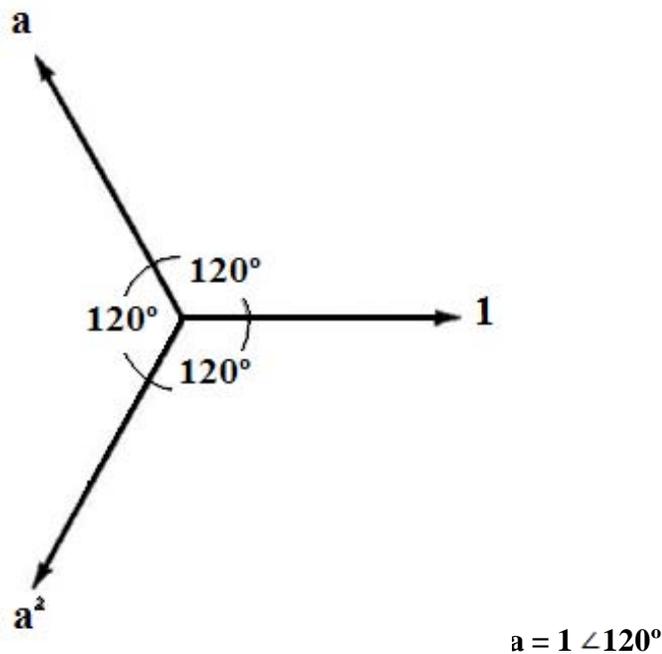


Figura 2.1. Fasores

De la definición del operador “ a ” resultan evidentes las relaciones polares y rectangulares que se observan en la tabla 3.

OPERADOR	POLAR	RECTANGULAR
a	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
a^2	$1 \angle 240^\circ$	$-0.5 - j0.866$
a^3	$1 \angle 0^\circ$	$1.0 + j0$
a^4	$1 \angle 120^\circ$	$-0.5 + j0.866$
$1 + a = -a^2$	$1 \angle 60^\circ$	$0.5 + j0.866$
$1 + a^2 = -a$	$1 \angle -60^\circ$	$0.5 - j0.866$
$1 - a$	$\sqrt{3} \angle -30^\circ$	$1.5 - j0.866$
$1 - a^2$	$\sqrt{3} \angle 30^\circ$	$1.5 + j0.866$
$a - 1$	$\sqrt{3} \angle 150^\circ$	$-1.5 + j0.866$
$a^2 - 1$	$\sqrt{3} \angle -150^\circ$	$-1.5 - j0.866$
$a - a^2$	$\sqrt{3} \angle 90^\circ$	$0.0 + j1.732$
$a^2 - a$	$\sqrt{3} \angle -90^\circ$	$0.0 - j1.732$
$a + a^2$	$1 \angle 180^\circ$	$-1.0 + j0$
$1 + a + a^2$	0	0

Tabla 3. Relaciones polares y rectangulares.

- La red de secuencia positiva muestra voltajes de generadores, así como las reactancias de máquinas rotatorias, transformadores y líneas. Los componentes de secuencia positiva que consisten en tres fasores de igual magnitud desplazados uno de otro por una fase de 120° y que tienen la misma secuencia de fase que los fasores originales, es

decir: a, b, c. (ver fig. 2.2 a). Se designa como Z_1 a la impedancia de secuencia positiva.

- La red de secuencia negativa es una copia de la red de secuencia positiva, con excepción de que no se muestran voltajes de generadores, ya que ningún generador síncrono opera con secuencia de fases inversa. Los componentes de secuencia negativa que consisten en tres fasores iguales en magnitud, desplazados en fase uno de otro en 120° , y que tienen una secuencia de fases opuesta a los fasores originales: a, c, b. (ver fig. 2.2 b). La secuencia negativa se designa como Z_2 .
- La red de secuencia cero es generalmente similar al diagrama de secuencia negativa, excepto que, dependiendo del tipo de conexiones de los transformadores, es necesario hacer consideraciones especiales y que las impedancias de tierra, tales como reactores y resistencias conectadas entre los neutros de generadores o transformadores y tierra, únicamente se deben mostrar en los diagramas de secuencia cero y con tres veces su valor nominal de las reactancias conectadas de neutro a tierra. Los componentes de secuencia cero que consisten en tres fasores iguales en magnitud y con un desplazamiento de fase cero uno del otro. (ver fig. 2.2 c). Se designa como Z_0 a la impedancia de secuencia cero. La red de secuencia cero es generalmente similar al diagrama de secuencia negativa, excepto que, dependiendo del tipo de conexiones de los transformadores es necesario hacer consideraciones especiales y que las impedancias a tierra, tales como reactores y resistencias conectadas entre los neutros de generadores o transformadores y tierra.

Como cada uno de los fasores desbalanceados originales es la suma de sus componentes, los fasores originales expresados en términos de sus componentes son:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{b0} + V_{b1} + V_{b2}$$

$$V_c = V_{c0} + V_{c1} + V_{c2}$$

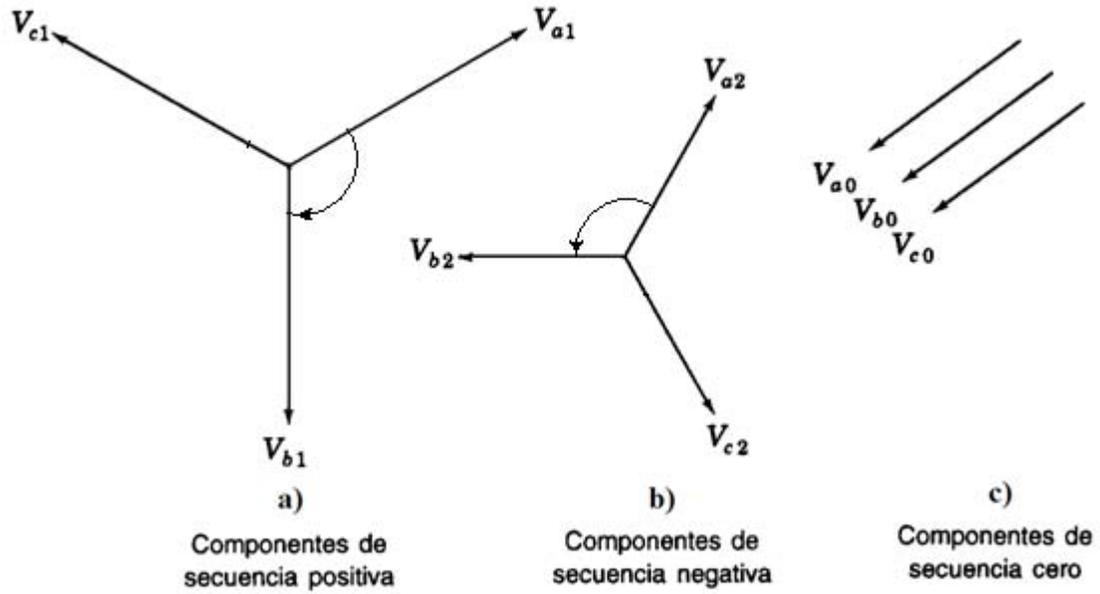


Fig. 2.2. Tres conjuntos de fasores balanceados que son las componentes simétricas de tres fasores desbalanceados.

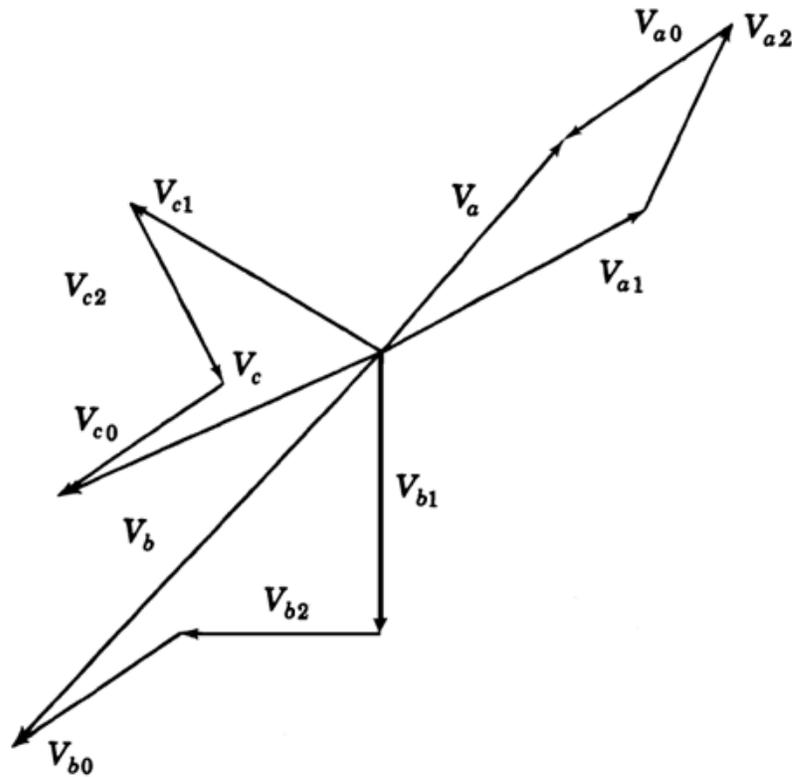


Fig. 2.3. Suma gráfica de las componentes mostradas en la fig.2.2. para obtener tres fasores desbalanceados.

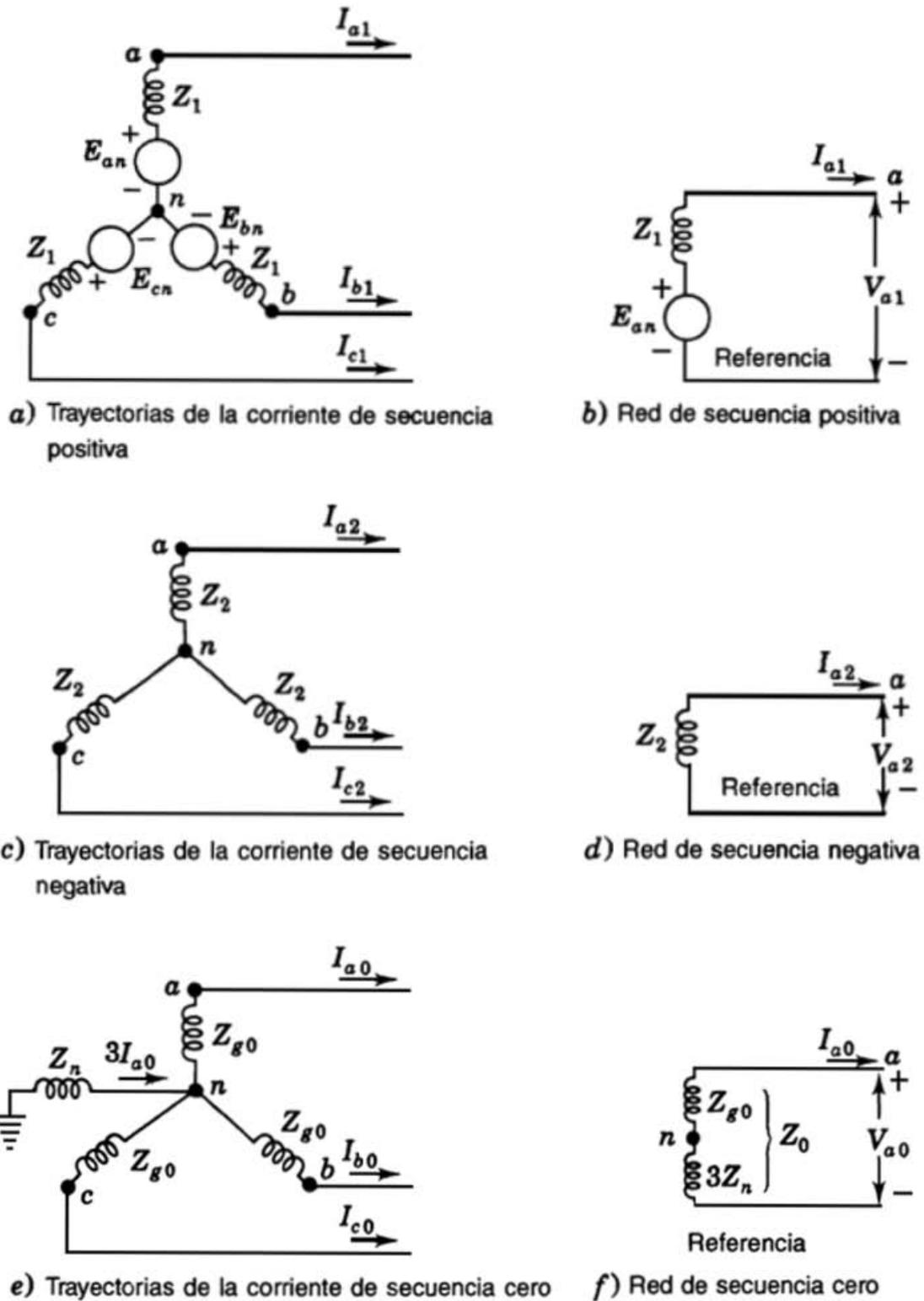


Fig. 2.4. Trayectorias para la corriente de cada secuencia en un generador y sus respectivas redes de secuencia.

En la fig. 2.3. se observa la síntesis de tres fasores asimétricos a partir de tres conjuntos de fasores simétricos. Se descomponen tres fasores asimétricos en sus componentes simétricas:

$$V_a = V_{a0} + V_{a1} + V_{a2}$$

$$V_b = V_{a0} + a^2V_{a1} + aV_{a2}$$

$$V_c = V_{a0} + aV_{a1} + a^2V_{a2}$$

Los circuitos de secuencia mostrados en la fig. 2.4 son los circuitos equivalentes monofásicos de la máquina trifásica balanceada a través de los cuales se considera que fluyen las componenets simétricas de las corrientes desbalanceadas. En la fig. 2.5 se resumen cinco conexiones posibles de transformadores de dos devanados.

SÍMBOLOS	DIAGRAMAS DE CONEXIÓN	CIRCUITOS EQUIV DE SECUENCIA CERO

Fig. 2.5. Circuitos equivalentes de secuencia cero de bancos de transformadores trifásicos, junto con los diagramas de las conexiones y los símbolos para diagramas unifilares.

Las máquinas síncronas tienen valores típicos de reactancias:

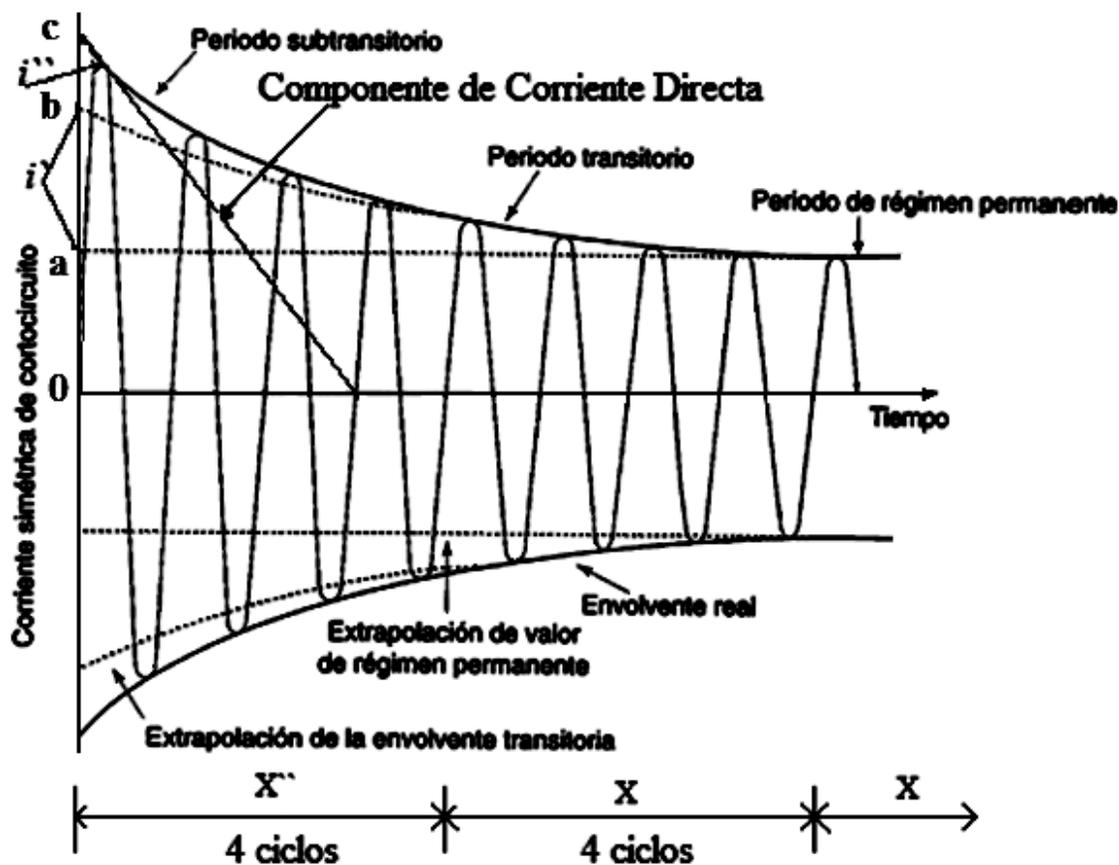


Figura 2.6. Corriente de corto circuito y periodo de tiempo en una máquina síncrona.

- X'' Reactancia subtransitoria: Se manifiesta durante el periodo 0-4 ciclos desde el momento en que se produce un corto circuito en las terminales de una máquina generadora, (ver fig. 2.6), es útil cuando se desea conocer la corriente de corto circuito máxima.
- X' Reactancia transitoria: Se manifiesta durante el periodo 4-8 ciclos aproximadamente desde el momento de producirse un corto circuito, (ver figura 2.6), es útil cuando se desea saber la corriente en el momento en que saltan los contactos de los dispositivos de protección.

- X Reactancia síncrona: Está presenta después de 8 ciclos aproximadamente desde el momento de producirse el corto circuito (ver fig. 2.6), para este periodo ya debieron operar todos los dispositivos de protección, por lo que en este periodo ya se tienen condiciones permanentes o estables para efectos de calculos de corriente de corto circuito carece de importancia.

Por lo general la reactancia y la resistencia de un dispositivo en por ciento o en por unidad son dadas por los fabricantes.

2.2. FALLAS EN LOS SISTEMAS ELÉCTRICOS

Habiendo introducido la notación de componentes simétricas y definido las redes de secuencia, podemos estudiar el comportamiento de un sistema bajo condiciones de falla. El cálculo de corto circuito en los SEP trifásicos es una herramienta básica para dimensionar las protecciones y los SPT necesarios para drenar las peligrosas corrientes de corto circuito.

Los estándares (EN/IEC/DIN VDE) se aplican cuando se dimensiona y selecciona el equipo eléctrico a utilizar en los sistemas de transmisión y distribución. Estos estándares especifican que se deben considerar las cargas y los efectos resultantes de un corto circuito además del dimensionamiento del cableado tomado para las condiciones normales de operación.

Las corrientes de corto circuito son mayores que las corrientes de operación por lo que se deben esperar mayores tensiones dinámica y térmica y, en ciertos casos, voltajes inaceptables capaces de causar daños. Debido a que esto puede destruir equipo y dañar al personal, es esencial, por razones de seguridad, calcular las corrientes que podrían esperarse en caso de un corto circuito. De acuerdo a los estándares IEC 60909/DIN VDE 0102, pueden ocurrir cuatro tipos de falla en instalación trifásica, estas se observan en la fig. 2.7.

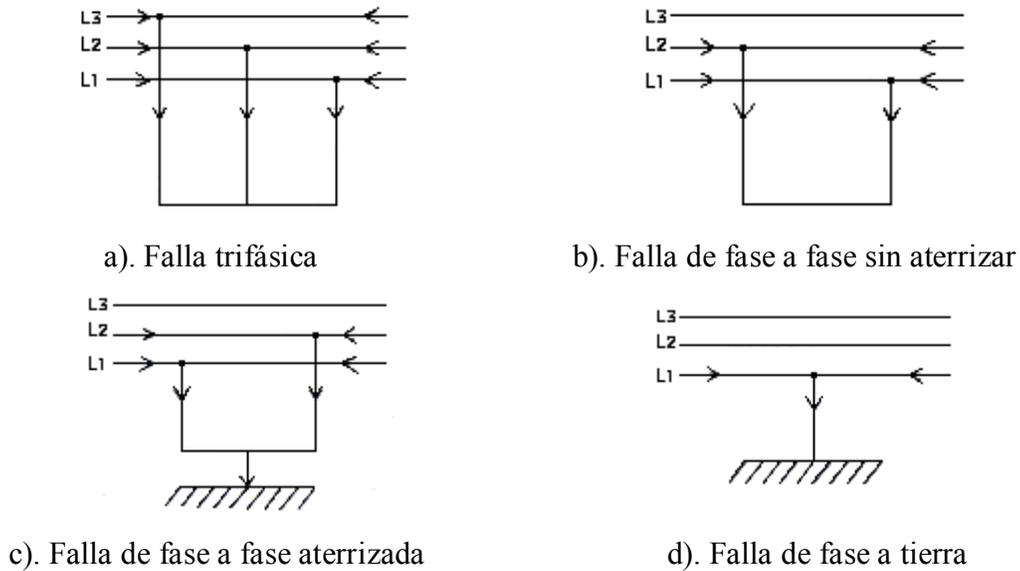


Fig. 2.7. Tipos de falla de acuerdo al estandar IEC 60909/DIN VDE 0102.

Entre los estándares que se utilizan para el cálculo de corto circuito se encuentran:

- DIN VDE 0102 – Cálculo de la corriente de cortocircuito trifásico de corriente alterna:
- El estandar internacional IEC 60909 “Cálculo de la corriente de cortocircuito en sistemas de Corriente Alterna Trifásicos” se ha incorporado en las especificaciones alemanas DIN VDE.

2.2.1. TIPOS DE FALLA

El objetivo es determinar como se relacionan e interconectan las redes de secuencia para los diferentes tipos de fallas (simétricas y asimétricas), por medio del método de las componentes simétricas; en un sistema eléctrico trifásico pueden ocurrir principalmente las siguientes fallas:

- Falla entre tres fases, llamada también falla trifásica, (ver fig. 2.7.a).
- Falla sin aterrizar entre dos fases, llamada también falla bifásica, (ver fig. 2.7.b).

- Falla de dos fases a tierra, llamada también falla bifásica a tierra, (ver fig. 2.7.c).
- Falla de una fase a tierra, llamada también falla monofásica, (ver fig. 2.7.d).

Para los tipos de falla indicados pueden considerarse dos casos: Falla sólida y falla a través de una impedancia: (Cuando la falla se establece a través de un arco eléctrico).

2.2.2. FALLA TRIFÁSICA

El corto circuito en las tres fases es el más fácil de calcular, ya que al ocurrir un corto circuito trifásico, las corrientes que se originan en cada una de las fases son en igual magnitud y desfasadas 120° formando un sistema trifásico en equilibrio. Los tres voltajes son cero en el lugar de la falla y los tres conductores se cargan simétricamente por las corrientes simétricas de corto circuito, ni la tierra ni el electrodo de conducción a tierra están involucrados en la transferencia de corriente. No se produce ninguna otra corriente aún cuando el neutro del sistema se conecte a tierra. La falla no introduce ningún desequilibrio en el sistema trifásico y, por lo tanto, no existirán corrientes ni voltajes de secuencia negativa ni de secuencia cero, independientemente de que la falla esté conectada a tierra o no. Estadísticamente hablando, los cortos circuitos de tres fases representan una proporción relativamente pequeña de las fallas que ocurren, del orden de 2% o menor. Sin embargo, se debe hacer notar que las corrientes de corto circuito más elevadas ocurren durante un corto circuito trifásico, y por lo tanto, estos valores son decisivos cuando se dimensiona el equipo eléctrico.

2.2.3. FALLA BIFÁSICA

En el caso de una falla de línea-línea sin aterrizar, (ver figura 2.8), las corrientes iniciales simétricas de corto circuito, menores que las que ocurren en un corto circuito en las tres fases, ocurren en el lugar de la falla; sin embargo, si la falla ocurre en la vecindad de una máquina síncrona o de máquinas asíncronas con tasas de potencia comparables, la corriente de falla de fase a fase puede, en ciertos casos, ser aún más alta que la falla de corto circuito en las tres

fases. Bajo estas condiciones, la corriente de falla de fase a fase puede ser un factor determinante en el dimensionamiento y selección de los dispositivos de conmutación o protección. Tiene una probabilidad de ocurrencia del orden del 8%.

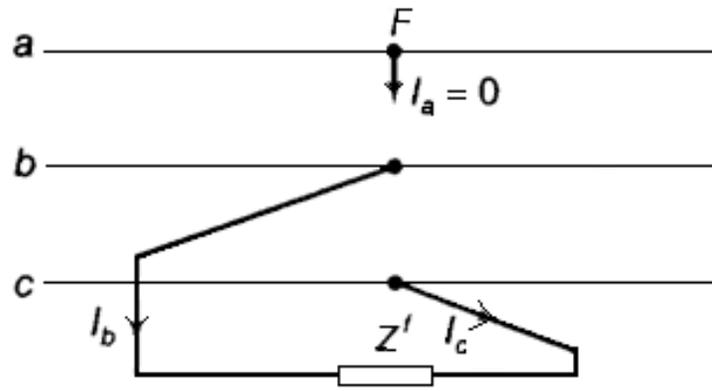


Fig. 2.8. Falla bifásica

Para esta falla en particular se cumple que:

$$I_a = 0, \quad I_b = -I_c, \quad V_b = V_c$$

Comparando las componentes simétricas:

no se presenta, porque la falla no se aterriza, por lo tanto es igual a cero.

$$I_0 = 0, \quad I_1 = -I_2$$

2.2.4. FALLA BIFÁSICA A TIERRA

Cuando ocurren fallas de fase a fase aterrizadas, la corriente simétrica inicial de corto circuito se encuentra entre los valores relacionados con los cortos circuitos en las tres fases y las fallas de fase a tierra. La falla doble a tierra solo es importante en sistemas con corriente de extinción de falla a tierra o con neutro aislado, para revisar la protección y los aspectos

relacionados con la interferencia ya que las corrientes de corto circuito resultantes no pueden ser mayores que las causadas por una falla de fase a fase sin aterrizamiento. Las fallas dobles a tierra usualmente no son posibles en sistemas de bajo voltaje (tierra sólida).

La figura 2.9 representa una falla de doble línea a tierra en un SEP, tiene una probabilidad de ocurrencia del orden del 5%.

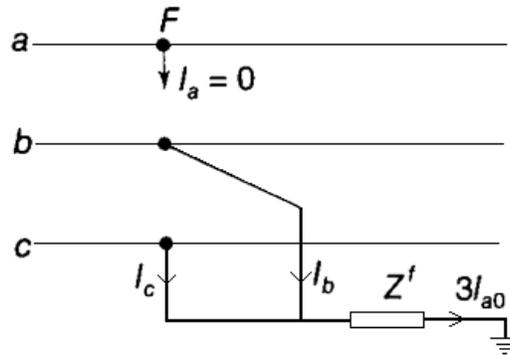


Fig. 2.9. Falla bifásica a tierra.

Para esta falla en particular se cumple que:

$$\begin{aligned}
 & \dot{V}_a = 0, \quad \dot{V}_b = \dot{V}_c, \quad \dot{I}_a = 0, \quad \dot{I}_b = \dot{I}_c \\
 & \dot{I}_b = \dot{I}_c = -\dot{I}_{a0} \\
 & \dot{I}_{a0} = -\dot{I}_b = -\dot{I}_c
 \end{aligned}$$

Se puede trazar la conexión de las redes de secuencia como se muestra en la figura 2.10.

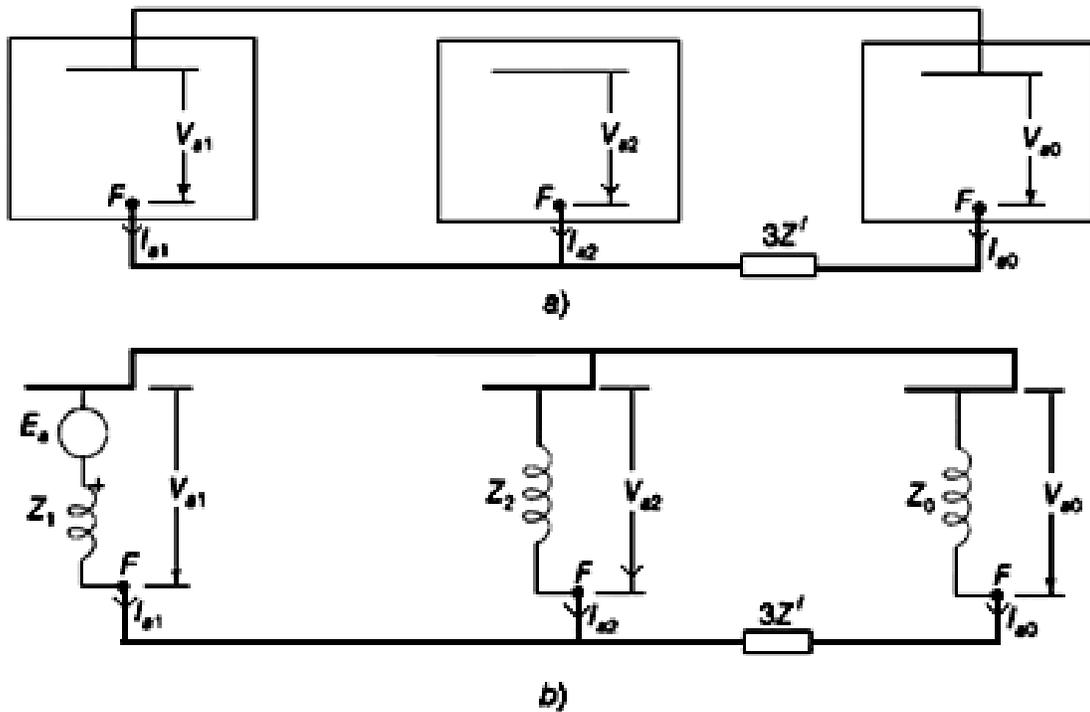


Fig. 2.10. Conexión de redes para una falla bifásica a tierra.

2.2.5. FALLA MONOFÁSICA

La falla de fase a tierra es la más importante de las fallas asimétricas. Este tipo de falla es la más frecuente, con una probabilidad de ocurrencia del orden del 85%; en los sistemas de alta tensión con el neutro aterrizado y en los sistemas de bajo voltaje con los neutros aterrizados directamente también muestra el rango más amplio de valores de corriente.

Mientras que la corriente de corto circuito en las tres fases juega un papel decisivo cuando se dimensiona el equipo en la operación normal del circuito, la corriente de falla de fase a tierra es de particular importancia cuando se determinan los voltajes de paso y toque así como en asuntos concernientes a la interferencia y al dimensionamiento de los sistemas de tierra.

La fig. 2.11 muestra una falla de una línea a tierra en un SEP, que pasa por una impedancia, las fases se identifican de tal modo que la falla sucede en la fase a.

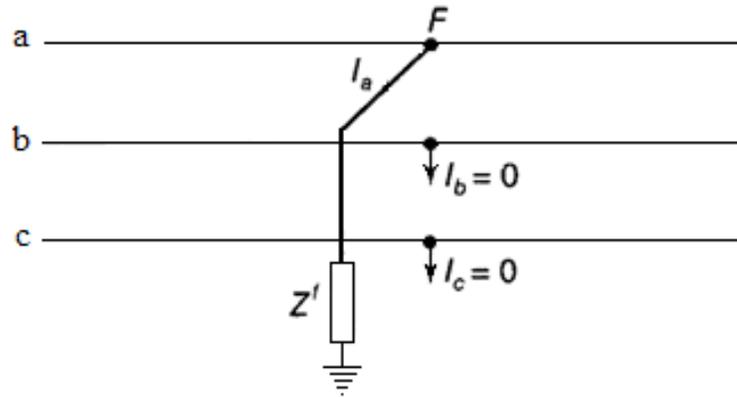


Fig. 2.11. Falla monofásica.

Para esta falla en particular se cumple que:

, , , , ,

,

,

Hay una conexión en serie de las redes de secuencia a través de la impedancia como se observa en la fig. 2.12.

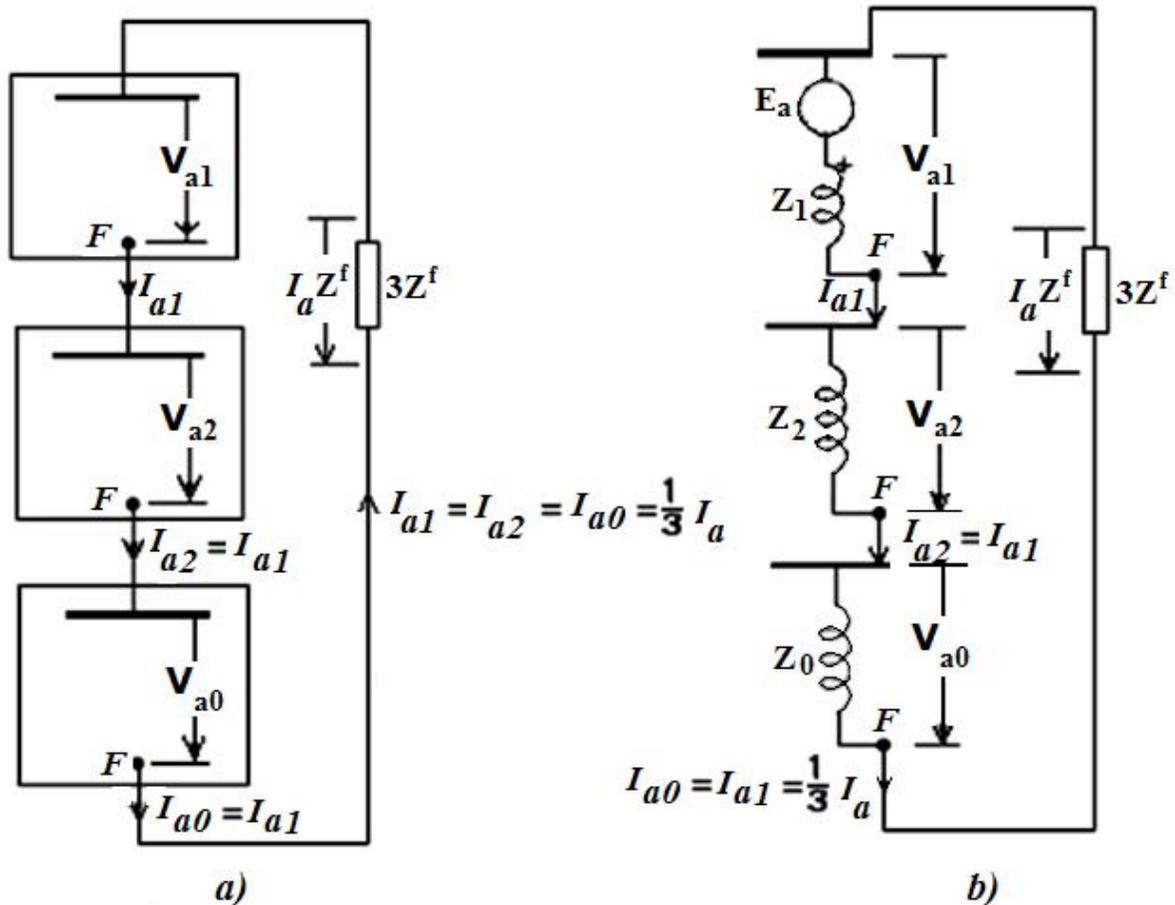


Fig. 2.12. Conexión de la red de secuencia para la falla monofásica a tierra.

2.3. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO

La corriente de prefalla es la existente en el momento en que operan los equipos antes de que ocurra una falla; si un motor trabaja al 80%, a plena carga o en vacío, la corriente de prefalla es diferente en cada caso. Para realizar el cálculo de la corriente de corto circuito se procede como sigue:

- Es necesario contar con el diagrama unifilar del SEP. (ver fig. 2.13). En este ejemplo estamos considerando que ocurre una falla trifásica (ϕ) a la mitad de la línea.

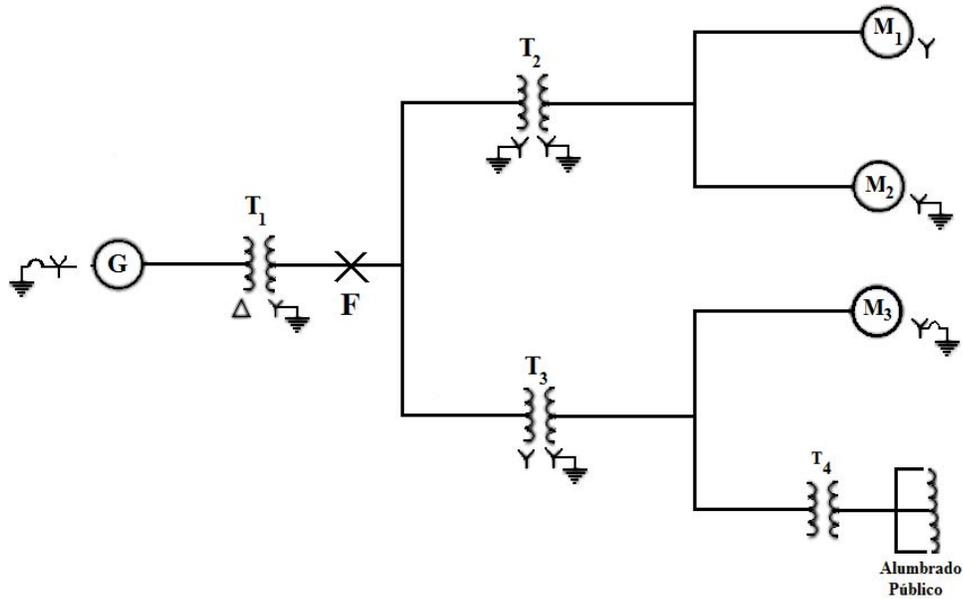


Fig. 2.13 Diagrama unifilar de un SEP.

Se cuenta con los siguientes equipos y el fabricante proporciona los datos de placa:

Generador	20KV; $X'' = 19\%$; 10MVA
Transformador 1	Unidad 1 ϕ ; 13.8-66.4KV; $X = 10\%$; 3.33MVA
Transformador 2	115 - 4.16KV; $X = 10\%$; 5MVA
Transformador 3	115 - 4.16KV; $X = 10\%$; 5MVA
Transformador 4	4.16 – 0.22 KV; $X = 10\%$; 2MVA
Línea	0.65 Ω /Km; 250Km; 115KV
Motor 1	Síncrono; 600HP; $X'' = 0.18\%$; F. P. = 1; $\eta = 89\%$; 4.16 KV
Motor 2	Síncrono; 600HP; $X'' = 0.18\%$; F. P. = 1; $\eta = 89\%$; 4.16 KV
Motor 3	Inducción; 150HP; $X'' = 22\%$; F. P. = 0.9; $\eta = 87\%$; 4.16 KV

- Seleccionar las bases nuevas o finales de potencia para determinar los KV_1 y KV_2 en cada punto del sistema.

Para trabajar en valores por unidad es necesario definir las bases de potencia: Los KV_1 son los datos de placa de cada equipo; los KV_2 son los valores dados arbitrariamente pero, para facilitar los cálculos es conveniente seleccionar cualquier entrada o salida de voltaje de un transformador, ya que estos tienen una eficiencia prácticamente del 100% despreciando las pérdidas, de tal manera que sea lo más aproximado posible: $KV_1 = KV_2$. Es conveniente seleccionar valores de potencia KVA_2 de tal manera que sean valores enteros 10, 100, 1000, 10000, etc. y debe especificarse un punto de referencia de partida para que queden definidos los demás puntos del sistema,

Para este ejemplo consideramos $200KV_2$ en la línea y $KVA = 10000$ para calcular los KV_2 para todos los puntos del SEP. Como se observa en la fig. 2.14.

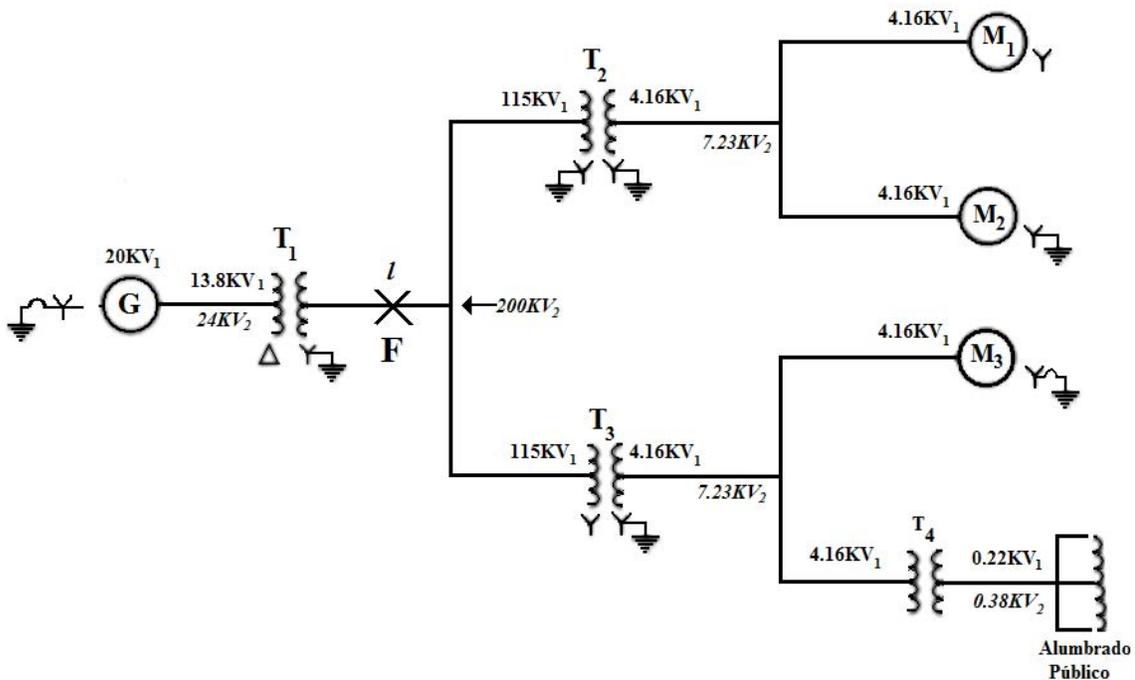


Fig. 2.14. Diagrama unifilar del SEP en el cual se observan los valores de KV_1 y KV_2 .

Para el lado de baja tensión de T1:

$$(BT)_2 = \frac{(BT)_1(AT)_2}{(AT)_1} = \frac{(13.8)(200)}{115} = 24KV_2$$

Para el lado de baja tensión de T2 y T3:

$$(BT)_2 = \frac{(4.16)(200)}{115} = 7.23KV_2$$

Para el lado de baja tensión de T4:

$$(BT)_2 = \frac{(0.22)(7.23)}{4.16} = 0.38KV_2$$

➤ Dibujar el diagrama de impedancias de secuencia positiva, negativa y cero.

El diagrama de secuencia positiva se observa en la fig. 2.15.

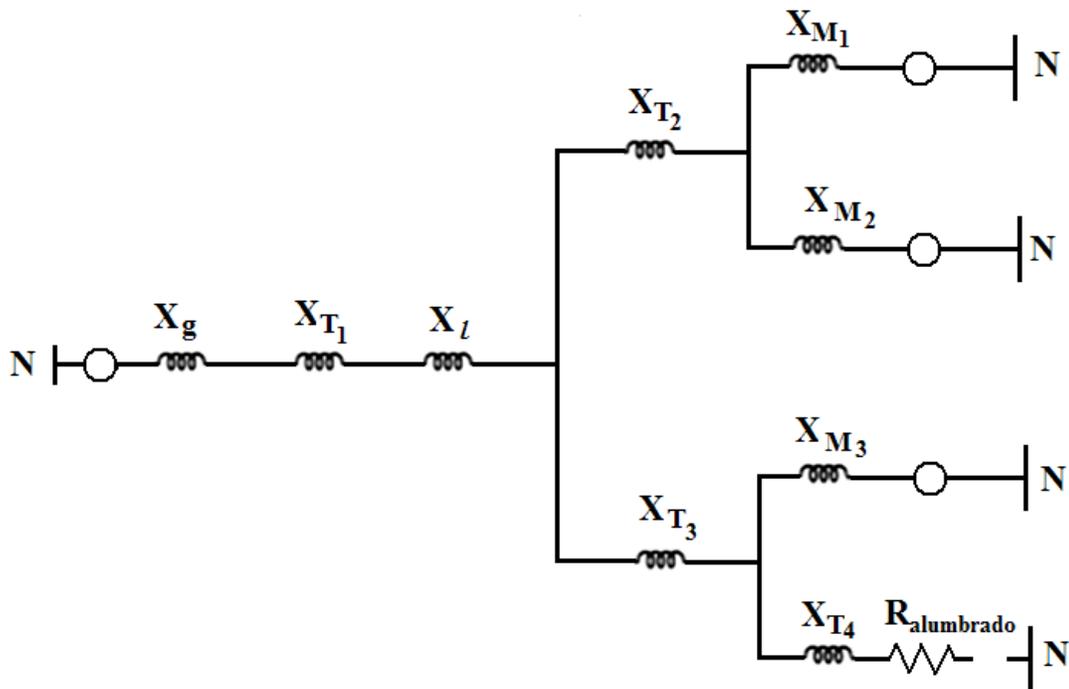


Fig. 2.15. Diagrama de secuencia positiva.

El diagrama de secuencia negativa se observa en la fig. 2.16.

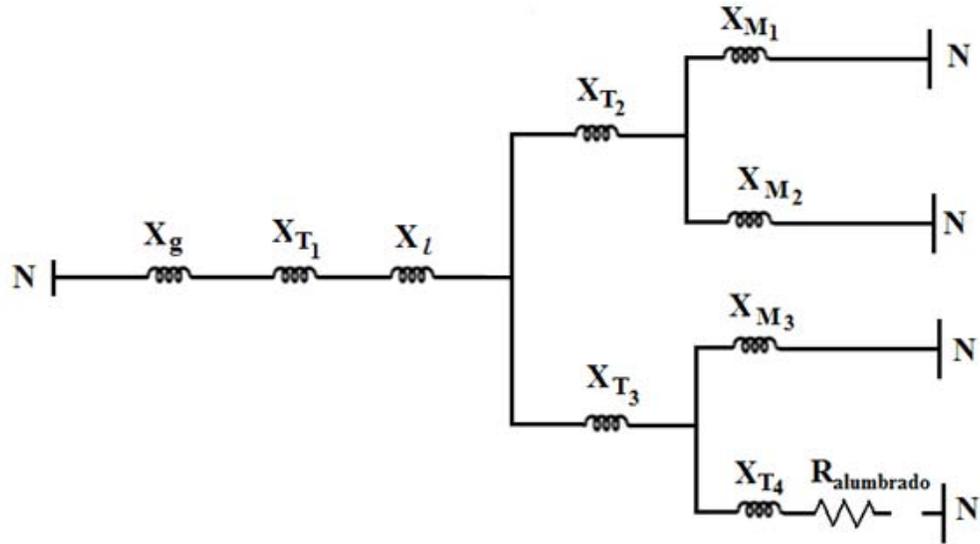


Fig. 2.16. Diagrama de secuencia negativa.

El diagrama de secuencia cero se observa en la fig. 2.17.

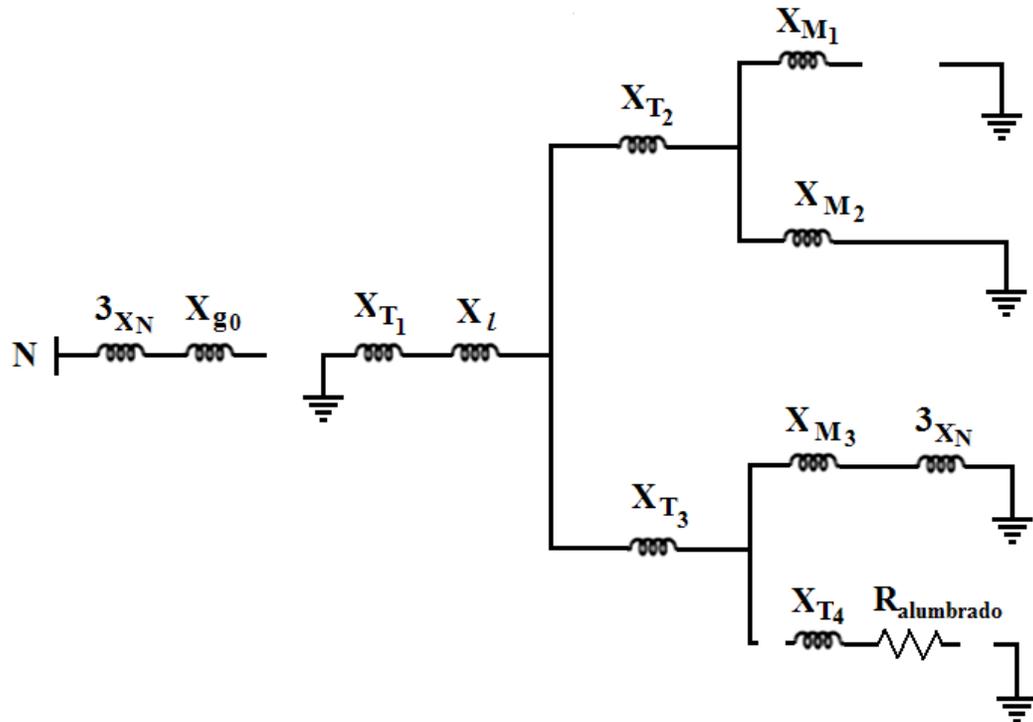


Fig. 2.17. Diagrama de secuencia cero.

- Poner los valores de impedancias de secuencia positiva y negativa en P.U.

Es necesario calcular los valores P.U. para las bases indicadas anteriormente, (ver fig. 2.18). Utilizamos la siguiente fórmula para el generador, los transformadores y los motores:

$$\overline{X}_2 = \overline{X}_1 = \left(\frac{KVA_2}{KVA_1} \right) \left(\frac{KV_1}{KV_2} \right)^2$$

Para el generador:

$$\overline{X}_2 = 0.19 \left(\frac{10000}{10000} \right) \left(\frac{20}{24} \right)^2 = 0.132 P.U.$$

Para T1:

$$\overline{X}_2 = 0.1 \left(\frac{10000}{(3333.3)(3)} \right) \left(\frac{13.8}{24} \right)^2 = 0.033 P.U.$$

Para T2:

$$\overline{X}_2 = 0.1 \left(\frac{10000}{5000} \right) \left(\frac{115}{200} \right)^2 = 0.066 P.U.$$

Para T3:

$$\overline{X}_2 = 0.1 \left(\frac{10000}{5000} \right) \left(\frac{4.16}{7.23} \right)^2 = 0.066 P.U.$$

Para T4:

$$\overline{X}_2 = 0.1 \left(\frac{10000}{2000} \right) \left(\frac{0.22}{0.38} \right)^2 = 0.167 P.U.$$

Para la línea:

$$\overline{X}_2 = \left(\frac{K\Omega_1(KVA_2)}{(KV_2)^2(1000)} \right) = \frac{(0.65\Omega / Km)(250Km)(10000)}{(200)^2(1000)} = 0.04 P.U.$$

Para M₁ y M₂:

Sabemos que 1HP = 0.746W, por lo tanto:

$$KVA = \frac{KW}{F.P.\eta} = \frac{0.746W * 600HP}{1 * 0.89} = 502 = KVA_1$$

$$\overline{X}_2 = 0.18 \left(\frac{10000}{502} \right) \left(\frac{4.16}{7.23} \right)^2 = 1.187 P.U.$$

Para M₃:

$$KVA_1 = \frac{0.746W * 150HP}{0.9 * 0.87} = 142.9$$

$$\overline{X}_2 = 0.22 \left(\frac{10000}{142.9} \right) \left(\frac{4.16}{7.23} \right)^2 = 5.09 P.U.$$

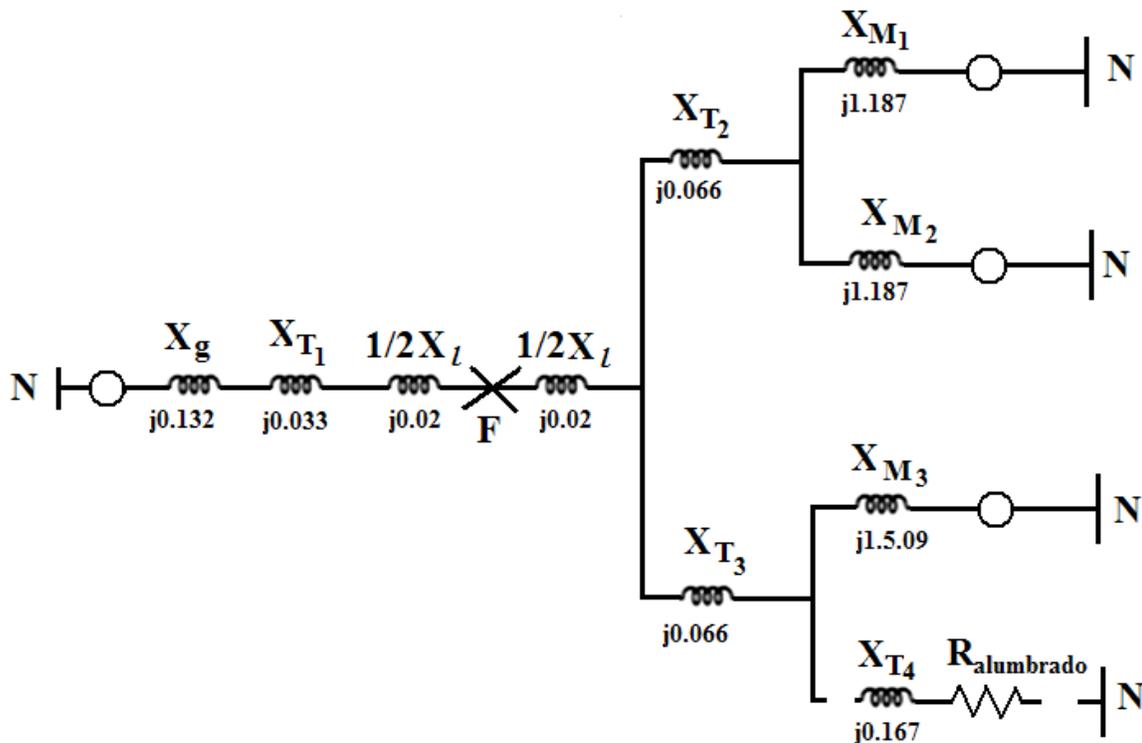


Fig. 2.18. Valores de impedancias en P.U.

➤ Determinar la corriente de corto circuito para falla trifásica en la mitad de la línea.

A continuación se calcula la impedancia equivalente, (ver fig. 2.19).

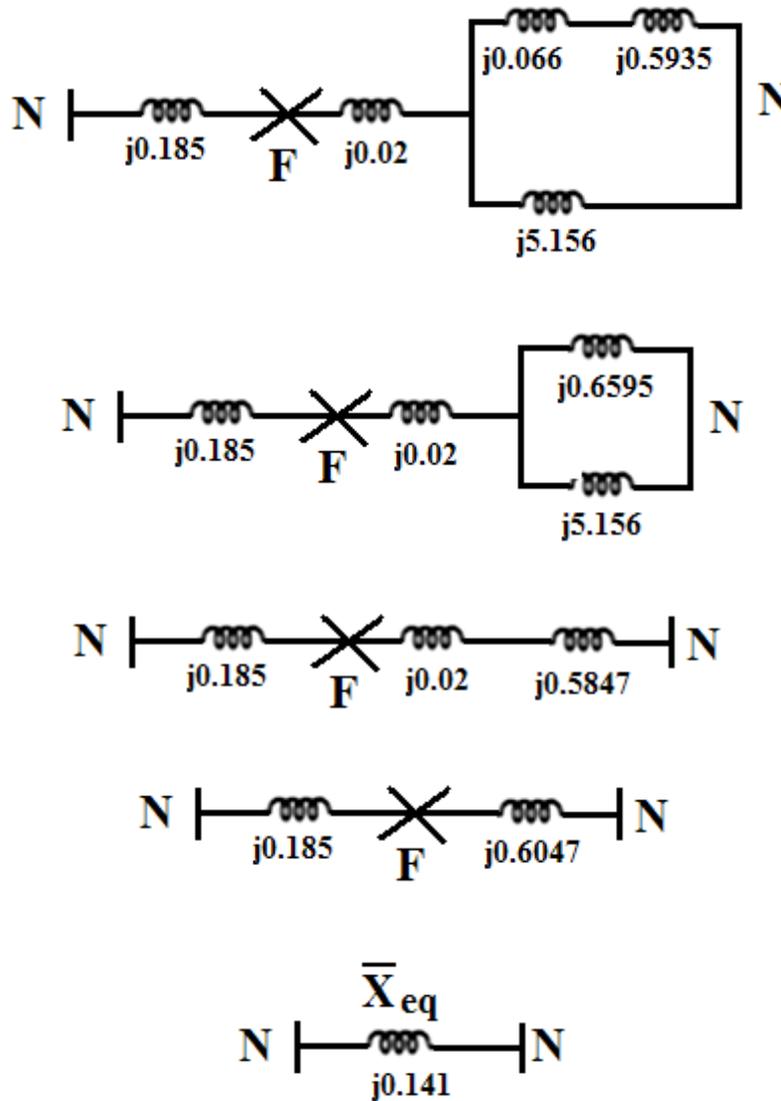


Fig. 2.19. Cálculo de la impedancia equivalente.

Finalmente se sustituyen los valores en la ecuación y se calcula la corriente de corto circuito:

$$I_{cc} = \frac{KVA_2 \left(\frac{KV_1}{KV_2} \right)}{\sqrt{3} KV_2 \bar{X}_{eq}} = \frac{10000 \left(\frac{115}{200} \right)}{\sqrt{3} (200) (0.141j) (200)} = 117A$$

2.4. CÁLCULO DE LA CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO TRIFÁSICO

MÉTODO FARAGAUSS FACTORIZADO

Para realizar el cálculo de la corriente de corto circuito con el método Faragauss factorizado, es importante verificar si la distribución física real de la instalación coincide con el diagrama eléctrico, considerando el tipo de conexión desde la fuente principal, circuitos de distribución y el tipo de arreglo de la instalación con respecto a la carga eléctrica, es decir, si es de conexión en paralelo o radial. Una vez analizadas estas consideraciones se procederá al cálculo de acuerdo al siguiente procedimiento:

Se debe seleccionar la potencia aparente máxima instalada que resulte de acuerdo al arreglo de interconexión de la infraestructura eléctrica y potencia que se utilizará de la siguiente manera:

- 1.- Se calculará la corriente trifásica de acuerdo a la potencia máxima aparente, referida al lado de baja tensión, utilizando la siguiente fórmula:

- 2.- En el caso de que la instalación no requiera del 100% de la potencia de la alimentación principal, se calculará el “porcentaje de utilización”, por ejemplo, si la empresa utiliza únicamente el 60% de su capacidad máxima y no contempla un crecimiento a corto y mediano plazo, se deberá afectar la corriente calculada en el inciso anterior, por el factor 0.60.

- a) Calculada la corriente de fase de trabajo, se considera la corriente de falla en los cuatro modos siguientes:
 - Corriente estacionaria.
 - Corriente casi estacionaria. (60 Hertz).

- Corriente alterna rápida (alta frecuencia).
- Corriente de impulso electromagnético (descargas atmosféricas o fallas de sistemas de potencia).

Considerando lo anterior resulta un “factor de cuatro modos” igual a 4, es decir, el resultado de los incisos 1 y 2 se deberá multiplicar por 4.

- b) El siguiente paso es la consideración de la “reactancia pico”, de la cual resulta un factor igual a 0.04, es decir, se deberá afectar el resultado obtenido en el punto a) por este factor.

- c) El resultado anterior deberá ser afectado por último por el “factor pico armónica” igual a 30, es decir:

- d) Una vez calculado el punto anterior deberá ser afectado por último por el “factor pico armónico” igual a 0.85, resultando un valor igual a:

El resultado final, corresponde al valor máximo de falla de corto circuito trifásico que el sistema a proteger requiere.

Cuando la conexión de los transformadores es paralelo, se deberán sumar los KVA total para calcular la corriente de falla trifásica, procediendo de acuerdo a lo indicado en los puntos anteriores.

NOTA: El método Faragauss está factorizado sobre un valor de tiempo de 1.5s. A menor tiempo mayor corriente (tabla periódica logarítmica inversa).

El Sistema de Puesta a Tierra de Protección se calcula con base en la corriente de corto circuito de tal forma que el electrodo Faragauss se selecciona con base a ella; y el acoplador se selecciona con base al electrodo seleccionado.

CAPÍTULO III. MÉTODOS PARA MEDICIÓN DE SISTEMAS DE TIERRA

A continuación se mostrara de una manera práctica los diferentes métodos de medición de sistemas de tierra, bajo la normatividad mexicana NMX-J-549-ANCE-2005.

La resistividad del terreno se define como la resistencia que presenta 1 m³ de tierra, está es uno de los parámetros más importantes que tiene un efecto directo en la determinación de la resistencia de conexión a tierra y en los gradientes de potencial del suelo en la vecindad de las instalaciones al momento de circular las diferentes corrientes (de alta frecuencia de rayo y corto circuito), esto permite determinar la configuración del sistema de tierra a utilizar, considerando los métodos convencionales y los de última tecnología.

3.1. NATURALEZA DE LOS SUELOS

La resistividad es la resistencia por unidad de longitud específica del terreno se expresa en Ohms metro. La resistividad que presente un determinado terreno estará en función directa de la naturaleza de los materiales que la componen; en la tabla 4 se presentan algunos valores de resistividad característicos de diferentes tipos de suelos y de aguas.

No todos los terrenos son electricamente iguales, en un mismo terreno cada sistema de puesta a tierra da origen a resistencias diferentes. No existe una solución única al problema de puesta a tierra, cada situación es particular y por lo tanto se debe asumir como tal; los terrenos cultivables y fértiles, terraplenes compactos y húmedos tienen una resistividad de $50\Omega\cdot m$; los terraplenes cultivables y poco fértiles y los terraplenes tienen una resistividad de $500\Omega\cdot m$; los suelos pedregosos desnudos y arenas secas permeables tienen una resistividad de $3,000\Omega\cdot m$.

Los factores que inciden en el valor de las puestas a tierra son:

- La naturaleza geoelectrica de los suelos: La resistividad de los suelos tiene un margen de variación muy amplio, incluso un mismo suelo puede presentar diferentes resistividades con el tiempo dependiendo de factores como la temperatura o la humedad, siendo éste el más determinante. Por lo tanto es difícil estimar la composición del subsuelo solamente a partir de la medida de resistividad.
- La forma geométrica de los electrodos de puesta a tierra: El grado de influencia mutua entre los electrodos elementales que están muy separados o muy próximos entre sí, influye en la función potencial del sistema de tierra. Los sistemas de electrodos se analizan en seis formas geométricas ideales: semiesfera, circular, elíptico, lineal, paralelogramo, cuadrado; en el sistema de puesta a tierra de última tecnología para lograr una alta capacidad de confinamiento y dispersión de corrientes a tierra el electrodo Faragauss está formado por una estructura tubular triangular y dos triángulos en sus extremos, (ver capítulo 5).
- El área o superficie de contacto, implícita en la puesta a tierra: La distribución del potencial sobre el terreno alrededor del sistema de tierra y considerando la correspondiente corriente que circule por los electrodos individuales que forman el electrodo múltiple convencional o el electrodo magnetoactivo Faragauss.

TIPO DE SUELO O DE AGUA	VALOR DE RESISTIVIDAD TÍPICO $\Omega \cdot m$
Agua de mar	2
Terrenos pantanosos	De algunas unidades a 30
Limo	20 a 100
Humus	10 a 150
Turba húmeda	5 a 100
Arcilla	2 a 100
Arcilla arenosa	100 a 150
Arcilla plástica	50
Margas y arcillas compactas	100 a 200
Margas del jurásico	30 a 40
Arena arcillosa	50 a 500
Arena silícea	200 a 3000
Arenisca	20 a 2000
Grava húmeda	50 a 700
Grava seca	700 a 1200
Granito	900 a 1100
Suelo superficial	1 a 50
Suelo pedregoso con césped	300 a 500
Suelo pedregoso desnudo	1500 a 3000
Concreto	300 a 500
Piedra caliza	5 a 10000
Calizas blandas	100 a 300
Calizas agrietadas	500 a 1000
Pizarras	50 a 300
Rocas de mica y cuarzo	800
Aguas subterráneas	50
Arena	2,000
Granito	25,000
Hielo	100,000

Tabla 4. Resistividades típicas.

Dar origen a un sistema de puesta a tierra, requiere no solo de la ejecución física de la instalación, sino que también se debe tener presente la forma en que el terreno interactuará con los electrodos de puesta a tierra, es decir, su efectividad será la resultante de las características geo-eléctricas del terreno y de la configuración geométrica de los electrodos de tierra.

3.1.1. FACTORES QUE DETERMINAN LA RESISTIVIDAD DE LOS SUELOS

Los suelos están compuestos principalmente por óxidos de silicio y óxidos de aluminio que son muy buenos aislantes; sin embargo la presencia de sales y agua contenidos en ellos, mejora notablemente la conductividad de los mismos.

Los factores más relevantes que determinan la resistividad de los suelos son:

- Naturaleza de los suelos: La polarización magnética del terreno de acuerdo a principios de prospección magnética terrestre, involucrando campos seculares.
- La humedad relativa del suelo y del subsuelo.
- La temperatura ambiente del suelo y del subsuelo (2m promedio).
- La concentración de sales disueltas.
- La compactación del terreno.
- La heterogeneidad del terreno
- La estación del año.
- La hora de medición.
- La clase y tipo del equipo de medición, sondas, conductores y conectores empleados.
- Estabilidad y continuidad de la energía empleada.
- Altitud sobre el nivel del mar.
- Presión barométrica
- Constante de actividad telúrica (geoeléctrica)
- Constante de actividad geomagnética (magnetósfera superficial).

Esto hace que la misma resistividad varíe de un punto de medición a otro por lo que el contar con un valor aproximado de la resistividad puede provocar errores en el diseño del sistema de puesta a tierra. En algunos lugares, la resistividad de la tierra puede ser tan alta que una resistencia baja de suelo sólo puede ser obtenido por medio de sistemas de conexión de tierra bastantes complicados o incrementando periódicamente el contenido de electrolitos del suelo.

3.1.2. MATERIALES ACEPTABLES DE BAJA RESISTIVIDAD

Algunos materiales apropiados para situaciones especiales de relleno para rodear el electrodo enterrado y de esta forma, reducir la resistividad del suelo y disminuir la impedancia de puesta a tierra, son:

- La bentonita: Es una arcilla de color pardo, de formación natural, levemente alcalina, con un pH de 10.5, con una resistividad de 2.5 Ωm a 5 Ωm con humedad del 300% y no es corrosiva; su nombre químico es montmorillonita sódica consistente en un silicato de aluminio, es bastante conductivo y tiene la propiedad de retener el agua ya que absorbe casi cinco veces su peso de agua, reteniéndola y de este modo se expande hasta treinta veces su volumen seco, también puede absorber humedad del suelo circundante, ésta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas y varillas en áreas rocosas ya que se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.
- Marconita: Es esencialmente un concreto conductivo en el cual un agregado carbonáceo reemplaza el agregado normal usado en la mezcla del concreto, normalmente se considera que la Marconita tiene una resistividad de 2 ohm-metro. Tiene algunas propiedades similares a la bentonita, es decir, provoca poca corrosión con ciertos metales y tiene baja resistividad. Es un material que conduce por movimiento de electrones más bien que de iones. Contiene una forma cristalina de carbón y el material global tiene bajo contenido de sulfato y cloruro. Cuando la Marconita se mezcla con concreto, su resistividad puede bajar tanto como a 0,1 ohm-metro. Mantiene su humedad aún bajo condiciones muy secas, de modo que ha sido usada en los climas más cálidos como una alternativa a la Bentonita. Recubriendo una barra de tierra con Marconita, estando el electrodo instalado en roca, la resistencia de la barra se reducirá a medida que se aumenta el volumen usado de Marconita respectivamente. También se usa la Marconita algunas veces para piso antiestático y apantallamiento electromagnético.

- Yeso: 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. Tiene 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 la bentonita.

- Aporte de sales (gel): Si se emplea un tratamiento con sal, es necesario usar varillas a tierra que resistan la corrosión química, las sales típicas utilizadas para bajar la resistencia de tierra del suelo incluyen sulfato de cobre y carbonato de sodio. 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 1 Ωm), 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 este gel se consigue reducciones en la resistencia de puesta a tierra de electrodos que van del 25% al 80% del valor original sin tratamiento.

- Compuesto acondicionador (electro-acondicionador Faragauss), tiene una base de componentes orgánicos y magnéticos no contaminantes que opera en todo tipo de terreno para incrementar de manera significativa, la propia conductividad eléctrica de la superficie terrestre, no necesita aceleradores electroquímicos que dañan el entorno natural y el propio electrodo; su uso apropiado requiere la adición de tierra orgánica, cien por ciento natural, para formar un núcleo (relleno) magneto-orgánico que mantiene estrecho contacto con todos los electrodos del sistema Faragauss. Ya que se orienta el vértice del electrodo Faragauss hacia el polo norte geomagnético y la mezcla esta naturalmente magnetizada no produce corrosiones y no contamina el medio ambiente.

3.1.3. VALORES RECOMENDADOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA

Un buen diseño de puesta a tierra debe reflejarse en el control de las tensiones de paso, de contacto y transferidas; sin embargo, la limitación de las tensiones transferidas principalmente en subestaciones de media y alta tensión es igualmente importante. En razón a que la resistencia de puesta a tierra es un indicador que limita directamente la máxima elevación de potencial y controla las tensiones transferidas, pueden tomarse los siguientes valores máximos de resistencia de puesta a tierra adoptados de las normas técnicas IEC 60364-4-442, ANSI/IEEE 80, NTC 2050, NTC 4552, (ver tabla 5):

APLICACIÓN	VALORES MAXIMOS DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA (OHMS)
Estructuras de líneas de transmisión	20
Subestaciones de alta y extra alta tensión	1
Subestaciones de media tensión	10
Protección contra rayos	10

Tabla 5. Valores máximos de resistencia de puesta a tierra.

Siempre se debe garantizar que las tensiones de paso, tensiones de contacto y tensiones transferidas en caso de una falla a tierra no superen las corrientes máximas permitidas.

3.2. DISTURBIOS ELECTRICOS

Hoy en día la energía eléctrica que nos suministran las empresas de generación de energía, es una corriente alterna caracterizada por una forma de onda senoidal y periódica en el voltaje de acometida. Este voltaje tiene una frecuencia de 60 ciclos por segundo y una magnitud que para fines de calidad de energía en los equipos que la utilizan, se especifica en valor RMS, es el valor efectivo ó eficaz, recordemos que el valor instantáneo es en realidad cualquier valor dentro de una señal senoidal. Cuando la forma de onda cambia ó se distorsiona, el valor efectivo se altera y debe ser calculado tomando en cuenta las amplitudes

de las diferentes señales periódicas, normalmente con frecuencias múltiples de la frecuencia fundamental. Las variaciones por lo general tienen su origen en la energía comercial, de ahí la importancia de conocer este y otros inconvenientes que se presentan en el suministro de energía.

3.2.1. REGULACIÓN DE TENSIÓN

Las normas y guías que rigen la operación de las instalaciones eléctricas, han puesto especial interés en asegurar que el voltaje que reciban las cargas y equipos eléctricos, estén dentro del valor nominal con un cierto rango de variación dentro del cual el fabricante del equipo eléctrico asegura su buen funcionamiento. Todo elemento de una red eléctrica tiene una impedancia asociada, esta impedancia produce un cambio en el voltaje que transmite. Para el caso de elementos eléctricos con una impedancia de características lineales, la ley de Ohm nos permite relacionar la corriente con el voltaje a través de la impedancia del elemento.

En toda red la transmisión de energía eléctrica sufre caídas de potencial por causa de demandas variables en la misma y que en la mayoría de las ocasiones queda fuera de nuestro control; de lo anterior definimos el concepto de “regulación de tensión” como la tasa máxima permisible de caída de tensión entre dos puntos dados de una red eléctrica. Para solventar este problema se usan equipos reguladores ó acondicionadores de voltaje.

Las “variaciones lentas de voltaje” se refieren a condiciones de bajo voltaje ó sobrevoltaje como las descritas anteriormente; estas se mantienen en orden de segundos ó minutos. Normalmente estas variaciones tiene su origen en la fuente de origen ó en cambios importantes de condiciones de carga en nuestras instalaciones y tiene que ser corregidas en un corto tiempo e incluso contar con un medio de desconexión para evitar daños permanentes en las cargas. Por lo anterior el principal objetivo de las protecciones de bajo ó alto voltaje es eliminarlas ó por lo menos atenuarlas, para lo cual se utilizan equipos reguladores y acondicionadores de voltaje.

Las “variaciones rápidas de voltaje” se dan en orden desde medio ciclo hasta hasta varios segundos por debajo del valor nominal y se conocen como “SAGs”, (es una reducción momentánea típicamente de 0.5 a 30 ciclos en el valor rms de voltaje, decrece entre 0.1 y 0.9 PU en el voltaje rms y son causados por fallas en sistemas de potencia o por arranque de cargas muy grandes). Cuando tienden a aumentar por encima del valor nominal se denominan “SWELLS” (un aumento de entre 1.1 y 1.8 PU en el voltaje rms); para evitar problemas derivados de estas variaciones, por lo general se usan dispositivos de filtraje.

Los “transitorios de voltaje” son variaciones en la energía con mayor rapidez y se deben a maniobras de “Switching”, fallas eléctricas ó sobre-voltajes inducidos debido a perturbaciones atmosféricas. A diferencia de las variaciones lentas y rápidas de voltaje, no conservan la frecuencia fundamental y son señales de alta frecuencia que normalmente se presentan como sobre-voltajes de valores elevados que ponen a prueba la rigidez dieléctrica de los aislamientos de los equipos e instalaciones. Para proteger los equipos y sistemas sensibles de estas variaciones, se pueden utilizar dispositivos “Aparrays” que protegen los equipos de perturbaciones externas.

3.2.2. ARMÓNICAS

Las armónicas son señales de tipo senoidal que resultan como duplicidad de una fundamental, y son producidas por cargas no lineales. Se entiende por carga no lineal aquella que no presenta proporcionalidad lineal, es decir que no es posible establecer una relación directamente proporcional entre el voltaje de la carga y la corriente que consume. Por ejemplo: En un tablero de distribución de corriente alterna tipo trifásico en donde al medir las tensiones de cada fase con respecto al neutro, tenemos diferentes consumos y sobre todo en una de las fases puede estar completamente abajo ó arriba respecto a las otras dos.

Lo anterior es una de las causas de presencia de armónicas en los equipos, y pueden producir efectos indeseables como sobre-calentamiento de transformadores, disparos inesperados en interruptores termomagnéticos y relevadores, zumbidos y vibraciones. Se dice

que al existir un 3% de distorsión armónica en un sistema se debe considerar su reducción. De los múltiplos de la onda fundamental, los que principalmente producen efectos dañinos en los equipos y sistemas, son a partir de la tercera armónica. (ver fig. 3.1).

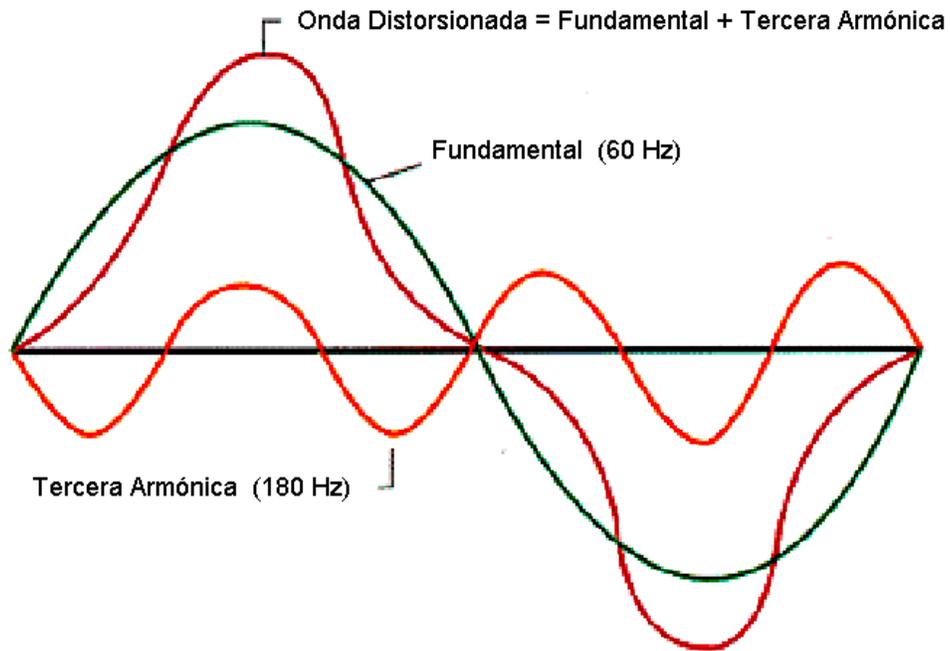


Fig. 3.1 Armónica fundamental y tercera armónica.

3.2.2.1. PROBLEMAS GENERADOS POR CORRIENTES ARMÓNICAS

Las corrientes fundamentales y las corrientes armónicas se adicionan entre sí, aún cuando su sentido sea contrario ya que tienen diferentes frecuencias, estas corrientes parasitas buscan y se dirigen a los lugares con menor resistencia (Z impedancia), que ofrecen los diferentes equipos, que tienen interacción en el sistema de distribución eléctrica.

Los efectos nocivos producidos por flujos de corrientes armónicas son cada día más significativos en los sistemas eléctricos y pueden resumirse en la forma siguiente:

Múltiples cruces por cero en las ondas de tensión o de corriente, lo cual a su vez produce:

- Problemas de funcionamiento en dispositivos eléctricos de regulación, tanto en potencia, como de control.
- Mal funcionamiento en dispositivos eléctricos de protección y medición.
- Interferencias en sistemas de telecomunicaciones y telemando.
- Disparo intempestivo de interruptores y otros equipos de protección. Actuación indebida de fusibles.
- Mal funcionamiento de computadoras y otros equipos electrónicos de control y/o cargas sensibles.
- Interferencia con circuitos de iluminación y telefónicos.

Sobrecalentamiento de los equipos eléctricos (motores, transformadores, etc.) y el cableado de potencia, con la disminución consecuente de vida media en los mismos e incremento considerable de pérdidas de energía en forma de calor:

- Aumento de las pérdidas, y mal aprovechamiento de la instalación eléctrica.
- Fallas en los aislantes

Fallo en capacitores:

- Exceso de corriente en capacitores y bancos de capacitores, con el consiguiente acortamiento de su vida útil.
- Resonancia con otros componentes del sistema.

La red necesita estar libre de esta distorsión armónica para prevenir el funcionamiento inadecuado de los equipos, una corriente típica de un convertidor está compuesta por una componente fundamental a la frecuencia de la red y un número de armónicas cuyas frecuencias son múltiplos de ésta, (en redes trifásicas predominantemente 5°, 7°, 11° y 13°).

3.2.2.2. SOBRECALENTAMIENTO Y PÉRDIDAS DE ENERGÍA EN LOS TRANSFORMADORES

Los transformadores de potencia estándar están diseñados para operar a tensión y corrientes específicas. El flujo de las corrientes armónicas provoca sobrecalentamiento por:

- Incremento de pérdida por histéresis del núcleo.
- Incremento del flujo de corrientes de secuencia cero por los devanados delta, como se muestra en la tabla 6.
- Incremento de las corrientes parásitas por devanados y núcleo.

Estos sobrecalentamientos provocan altas pérdidas de energía y falla en los transformadores. Por cada 8°C a 10° C de incremento de la temperatura operacional, puede bajar a la mitad, la vida media de un transformador. La tabla 6 muestra las pérdidas de eficiencia y por consiguiente, mayor consumo de energía, en cálculos efectuados con transformadores estándar sometidos a flujo de corrientes armónicas.

PERDIDAS EN TRANSFORMADOR GENERADAS POR ARMONICAS				
DISTORSION ARMÓNICA(%)	PÉRDIDAS RP(%)	PÉRDIDAS EN EL NÚCLEO (%)	EFICIENCIA (%)	PÉRDIDAS DE EFICIENCIA (%)
0	2.5	2.5	95	5
10	2.5	5.2	92.2	7.8
20	2.5	8	89.4	10.6
30	2.5	10.8	86.6	13.4
40	2.5	13.5	83.9	16.1
50	2.5	16.3	81.1	18.9
60	2.5	19.1	78.3	21.7
70	2.5	21.9	75.5	24.5
80	2.5	24.6	72.8	27.2
90	2.5	27.4	70	30
100	2.5	30.2	67.2	32.8

Tabla 6. Pérdidas en transformador generadas por armónicas.

3.3. MÉTODOS PARA MEDIR RESISTENCIA A TIERRA

La medición de la resistividad del terreno es la razón más importante para el proyectista al diseñar SPT. 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. El método más utilizado para realizar las mediciones es el de Wenner.

3.3.1. MÉTODO DE WENNER

La norma ANCE NMX-J549-ANCE-2005 recomienda el método de los cuatro electrodos (dos de corriente y dos de potencial), este método consiste en calcular la resistividad aparente del terreno colocando cuatro electrodos, o picas a distancias iguales, simetricamente separadas de un punto central "0" debajo del cual se pretende medir la resistividad del terreno.

El espesor de la capa del terreno a la que se mida la resistividad, es directamente proporcional a la separación entre las picas, como se puede apreciar en la fig. 3.2. y su valor es:

$$h = \frac{3}{4} a$$

donde:

h = profundidad para la medida de la resistividad media.

a = separación entre electrodos.

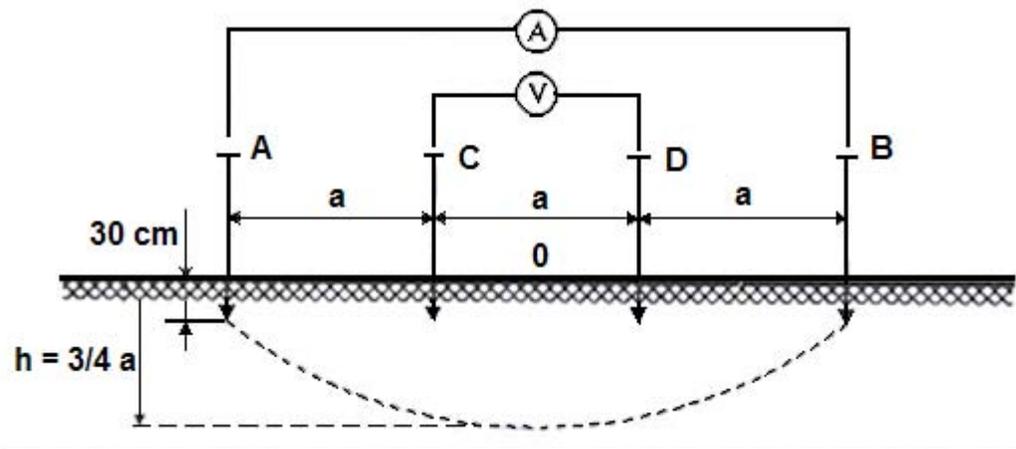


Fig. 3.2. Conexión de picas en el método de Wenner.

Al introducir la corriente I en el terreno a través de los electrodos de corriente A y B, en los electrodos de tensión C y D se presentará una diferencia de potencial V que se medirá con el equipo de medición. El medidor tiene una resistencia variable en su interior que es la que varía la intensidad I que se introduce en el terreno. El medidor también registra la tensión V que se detecta en los bornes de tensión (ver fig. 3.2). La relación entre la diferencia de potencial V y la corriente de prueba I es el valor de la resistencia del suelo, la cual es utilizada para determinar la resistividad aparente, algunos equipos de medición proporcionan la medición de resistividad aparente de manera directa.

El valor de la resistividad aparente que se calcula para un estrato de espesor h sera:

Como: —

$$\rho_a = 2\pi aR$$

$$h = \frac{3}{4} a$$

y como

$$\rho_a = \frac{8}{3} \pi hR$$

Con este método y este cálculo se obtiene el valor de la resistividad media de todas las capas de terreno entre la superficie y una profundidad h.

3.3.2. MÉTODO SISTEMA SIMÉTRICO

Este método es una variable del método de Wenner que se utiliza cuando las picas auxiliares no pueden clavarse a intervalos regulares. Se utilizan dos picas de intensidad y dos picas de tensión que se conectan a los cuatro bornes del equipo de medición. Las picas de intensidad serán las exteriores y las de tensión las interiores.

Según se aprecia en la fig. 3.3 las cuatro picas auxiliares se colocan simétricas respecto a un punto “0” que situamos al centro de la medida. El valor de la resistividad que se obtiene con esta medida será la del estrato de terreno que está debajo del punto “0”.

La relación entre la distancia de los electrodos de intensidad y la profundidad o estrato de terreno a la cual se está midiendo la resistividad aparente es:

$$h = L/2$$

Al igual que el método anterior, gradualmente se separarán los electrodos de intensidad, y por lo tanto se aumentará la distancia L y de esta forma se conocerán el valor de la resistividad y la profundidad h mayor. El valor de la resistividad aparente se obtiene de la siguiente fórmula:

El valor de R se obtiene igual que el método de Wenner por lectura en el voltímetro y amperímetro, siendo la relación entre la tensión y la intensidad.

—

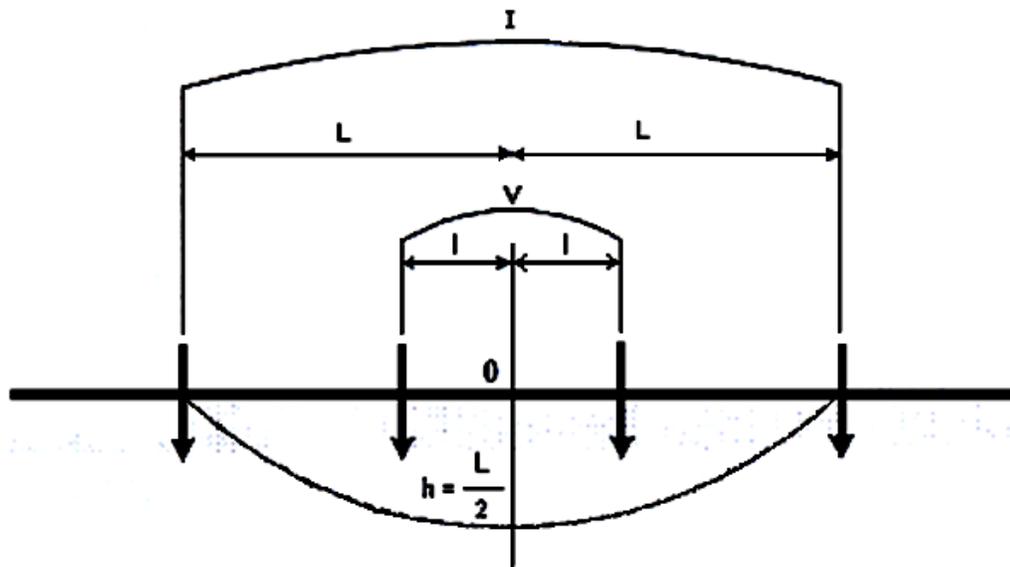


Fig. 3.3. Esquema de conexión del sistema simétrico.

Si las picas auxiliares no se pueden clavar en el terreno por su dureza o por ser terrenos pedregosos o suelos artificiales de hormigón o similar, se colocarán las picas acostadas en el suelo sobre ranuras húmedas y después regadas abundantemente. Los valores medidos de la resistividad que se obtienen son muy similares y aproximados a los que se obtendrían si se clavarán las picas. Este sistema es muy utilizado para la medida de la resistencia del electrodo de tierra en edificaciones de ciudades donde es casi imposible clavar picas en las calles o en las aceras de concreto, (ver fig. 3.4).



Fig. 3.4. Picas

3.3.3. MÉTODO CAÍDA DE POTENCIAL

La mayoría de los instrumentos empleados en la medición de resistencia a tierra, se basan en el método de caída de potencial ó también llamado del 62%. El método consiste en hacer circular una corriente por el electrodo a ser medido y la influencia de esta corriente sobre el electrodo en términos de potencial, es medido entre el electrodo de puesta a tierra bajo prueba y un electrodo auxiliar de potencial. Se utiliza un electrodo auxiliar para permitir el paso de la corriente a través del electrodo de puesta a tierra bajo prueba. En la fig. 3.5 se indica el electrodo de prueba, P el electrodo auxiliar de potencial y C el electrodo auxiliar de corriente. La corriente de prueba I , que circula entre el electrodo bajo prueba E y el electrodo auxiliar de corriente C, da como resultado una variación de potencial en la superficie del suelo.

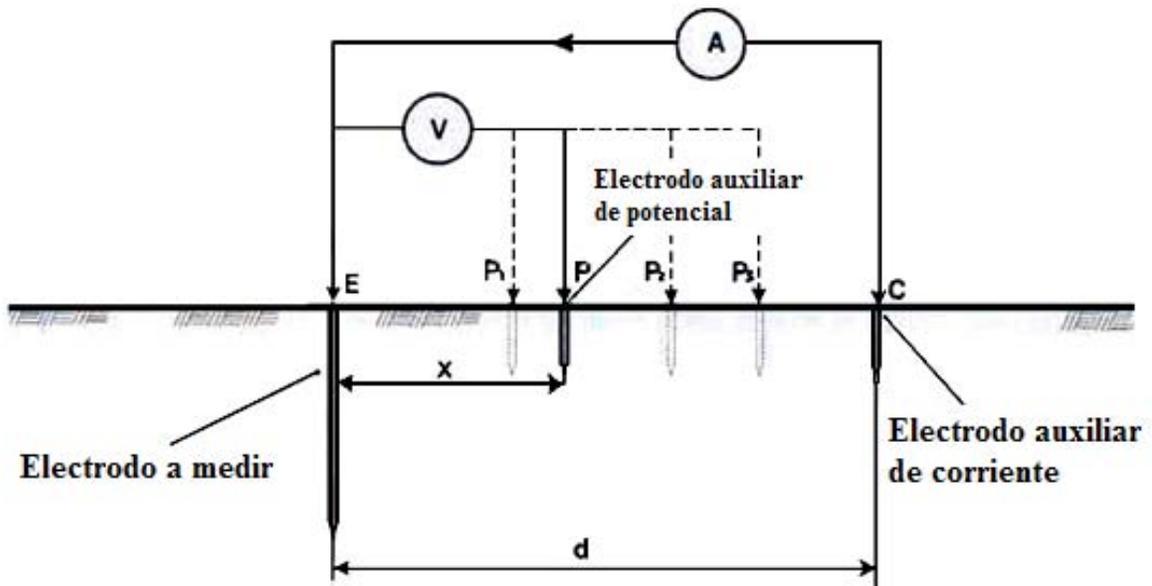


Fig. 3.5. Método de caída de potencial.

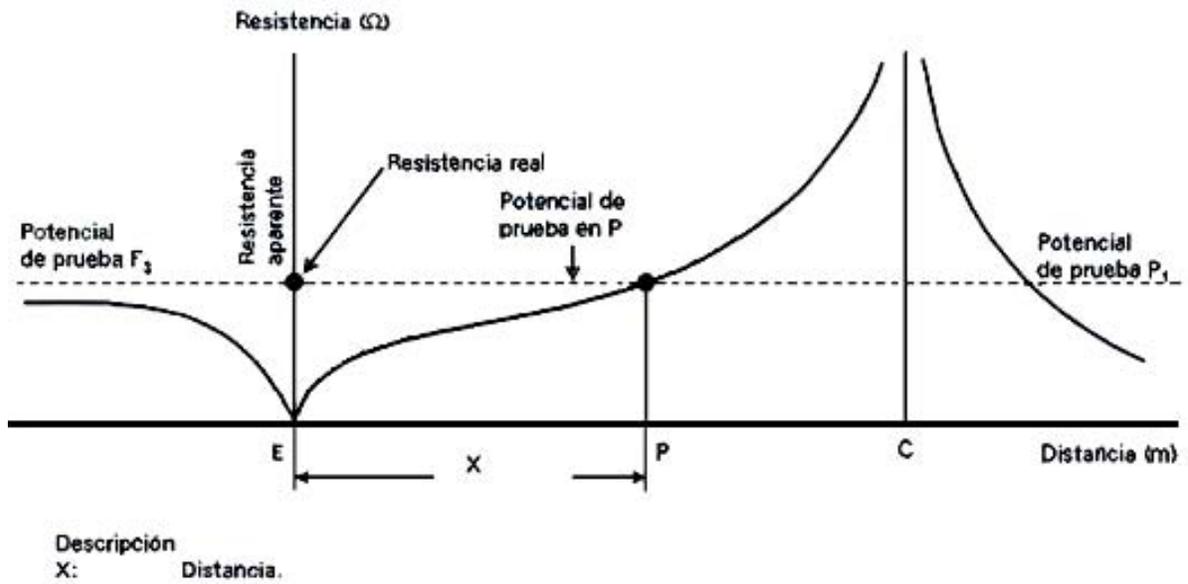


Fig. 3.6. Resistencia aparente para varios espaciamientos de x.

El perfil de potencial a lo largo de la dirección C, P y E se ilustra en la figura 3.6. Los potenciales son medidos con respecto al electrodo bajo prueba E, los cuales por conveniencia son supuestos de valor “cero”.

El método de caída de potencial consiste en graficar la relación $V/I = R$, como una función de la variación de la distancia x . El electrodo auxiliar de potencial se mueve desde la posición del electrodo bajo prueba hasta la posición del electrodo auxiliar P de corriente a incrementos del 10% de la distancia entre el electrodo E y el electrodo C. El valor de la resistencia se obtiene para cada incremento.

La resistencia se grafica en función de la distancia de separación X , el valor estimado de la resistencia buscada puede observarse en la parte plana de la curva, tal como se ilustra en la fig. 3.7.

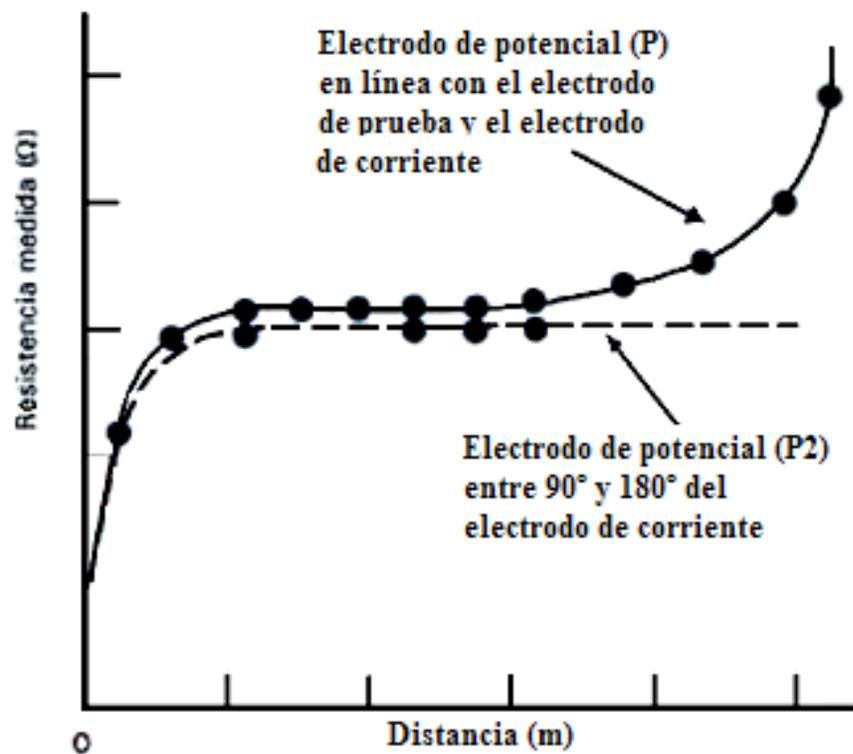


Fig. 3.7. Curva típica de resistencia a tierra.

En la fig. 3.8 se observa la medición de la resistividad del terreno en una instalación con sistema de puesta a tierra Faragauss mediante el método de caída de potencial. Este método consiste en activar el punto bajo prueba al inyectar una corriente en el sistema Faragauss en el punta A (equipo bajo prueba), tomar las mediciones de tensión en las diferentes distancias indicadas en la figura 3.8, en la varilla o electrodo auxiliar de potencial P.

El valor de la resistividad del terreno se obtendrá cuando diferentes mediciones (dos, tres o cuatro) resulten valores prácticamente despreciables.

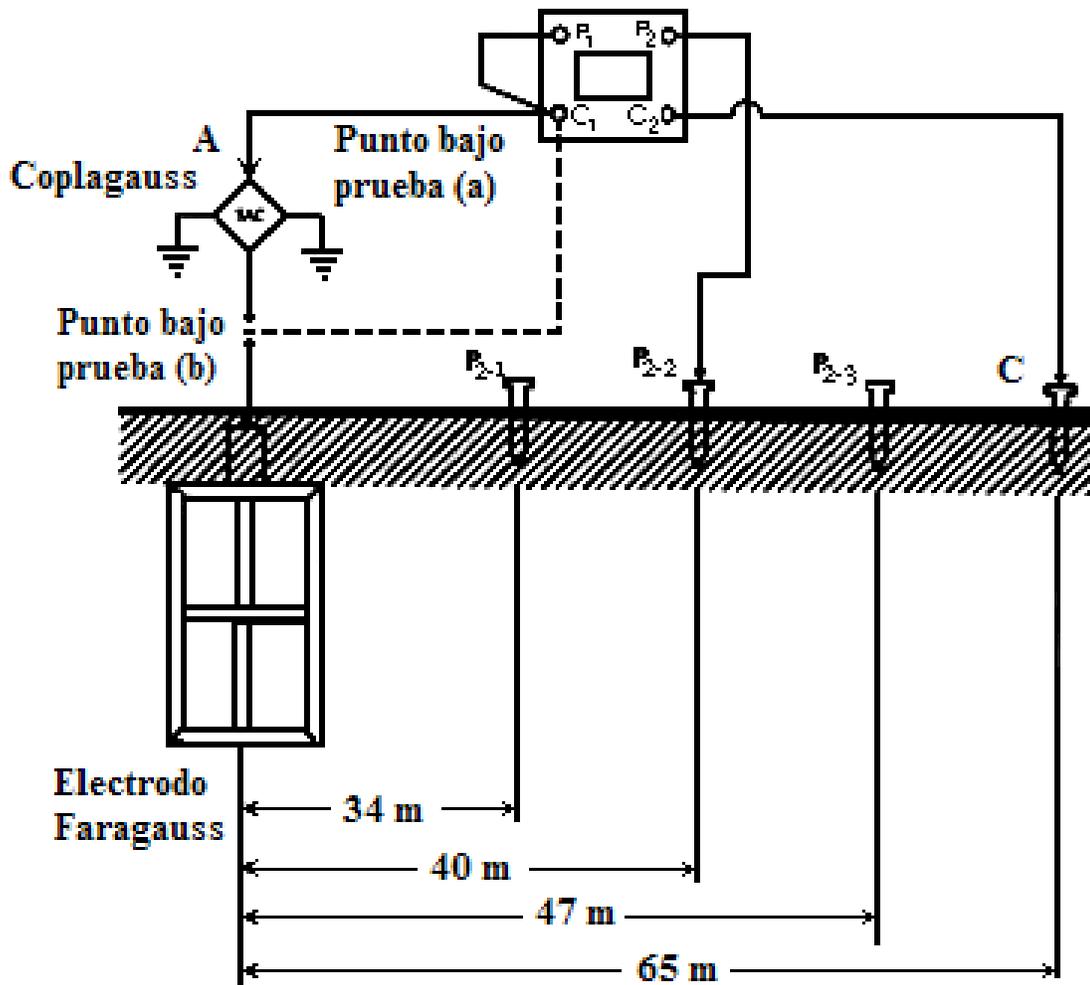


Fig. 3.8. Método de caída de potencial.

El equipo a utilizarse, normalmente es un medidor o megger de resistencia (de una frecuencia aproximadamente de 120 a 150 Hz) del tipo analógico o digital, bajo el siguiente procedimiento:

1. La alimentación o alineamiento de las mediciones para el caso del sistema Faragauss, es el criterio o definición del verificador o usuario, sin embargo se recomienda efectuarla con la misma dirección que se evaluó el terreno, previo a la instalación del sistema Faragauss, para una correcta comparación de valores. Es importante señalar que en el sistema Faragauss, se obtendrán los mismos valores en cualquier radio de medición, considerando como eje de rotación el sistema Fargauss de acuerdo a la fig. 3.9 (tolerancia: +/- 20%).
2. El eletrodo de corriente auxiliar C con su interconexión al equipo de medición y en la dirección que se pretenda medir, se deberá colocar una pica a una distancia de 65 metros de acuerdo a la figura 3.8.

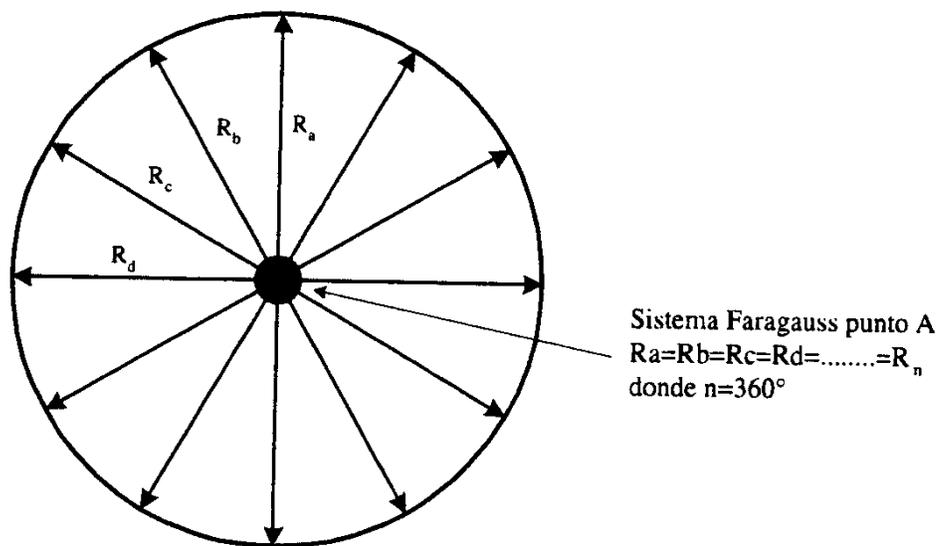


Fig. 3.9. Medición radial.

3. Las mediciones se deberán realizar en los puntos marcados en la figura 3.8, como: P₂₋₁, P₂₋₂ y P₂₋₃, obviamente estas posiciones deberán mantenerse en una línea recta que una el punto bajo prueba A y el electrodo auxiliar de corriente C.
4. Análisis de los resultados.- el valor representativo de la resistencia del sistema de tierras o en caso del sistema Faragauss, es el que resulte de la medición entre los puntos A y P₂₋₂.
5. Se deben analizar entre sí los valores que resulten entre los puntos AP₂₋₁ y P₂₋₃ debiendo mantener un valor no mayor al 5% en su diferencia, al valor resultante del punto 4, de acuerdo a la siguiente expresión:

6. Solo cuando el valor de D (del punto 5) resulte mayor al producto de $\frac{D}{L}$, se deberá aumentar la distancia de posicionamiento del electrodo de corriente C a una distancia aproximada de dos veces, es decir, de 65 m se incrementaría a 130 m. Asimismo, las posiciones se deberán de reubicar en la misma proporción, es decir, el de 34 m a 68 m, el de 40 m a 80 m y el de 47 m a 94 m.

3.3.4. MATERIAL Y EQUIPO

Para realizar las mediciones necesarias al verificar la situación de la instalación de puesta a tierra, la norma NMX-J-549-ANCE-2005 recomienda el siguiente equipo y material:

- Equipo calibrado de medición de resistencia de tierra con las características siguientes: Intervalo de frecuencia de 100Hz a 200Hz o mayor; posibilidad de proveer alta y baja corriente con valores de 9 mA a 250 mA y accesorios. El telurómetro es apropiado para medir electrodos de toma de tierra y pararrayos,
- Electrodo a usar con una longitud mínima de 50cm y un diámetro mínimo de 13mm de acero inoxidable, acero de recubrimiento de cobre o acero galvanizado.
- Conductores: Cable o cordón aislado de cobre tipo SCE o SCT con una designación de uso común de 2.08 mm² (14 AWG) o 1.307 mm² (16 AWG).
- Material enriquecedor de suelo.

Algunos equipos y materiales económicos y confiables por su sensibilidad, exactitud y precisión son:

- Registrador trifásico Fluke 1735.
- Pinza amperimétrica para medida de resistencia de tierra Fluke 1630.
- Pinza amperimétrica de corriente de fuga CA Fluke 360.
- Telurómetro profesional (Ver fig. 3.10) modelo FG-TP01/A Marca Faragauss System (Aparato de medición más económico, sensibilidad, precisión y exactitud confiables).
- Instrumento de medición de cuatro bornes.
- Cuatro picas para utilizarlas como electrodos.
- Cuatro cables aislados para conectar las picas a los bornes del aparato de medida, de una sección mínima de 1.5mm².
- Multímetro industrial de verdadero valor eficaz Fluke 289 ó Multímetro Marca Prova 3005 (ver fig. 3.11).
- Multímetro de gancho aflex 300 (ver fig. 3.12).
- Kit combinado Fluke 289.
- Computadora (ver fig. 3.13)
- Medidor Wenner de última generación (ver fig. 3.14 y 3.15)
- Equipo para seguridad humana (ver fig. 3.16 y 3.17)



Fig. 3.10. Telurómetro Marca Faragauss System FG-TP01/A



Fig. 3.11. Multímetro Marca Prova 3005



Fig. 3.12. Multímetro de gancho aflex 300.



Fig. 3.13. Computadora.

El medidor Wenner, mide la resistencia de tierra, la resistividad del suelo y la resistencia de contacto con un solo instrumento; el kit del Medidor de Resistencia de Puesta Tierra multifuncional modelo 6470-B (ver fig. 3.14 y 3.15): incluye medidor, baterías de NiMH, cable USB óptico, software DataView®, cargador de batería externo, cable de alimentación 110/240 V (línea), un cable verde de 9 m (30 pies), uno rojo y uno azul de 150 m (500 pies) cada uno, un cable negro y uno verde de 30 m (100 pies), juego de cinco terminales tipo horquilla, cuatro jabalinas de tierra auxiliares, cinta de medición, un estuche portátil y manual del usuario. N° de catálogo 2135.04. La prueba de Wenner muestra la conexión del cable de prueba, los resultados de la prueba de resistividad del suelo (ρ), la distancia y resistencia entre los electrodos (ver fig. 3.15).

Con este aparato se pueden realizar otras pruebas:

- La prueba de conexión de 4 puntos muestra las conexiones de conductores, los resultados de la prueba de resistencia de conexión, tensión de prueba y corriente.
- La prueba de caída de potencial de 3 puntos muestra la conexión del cable de prueba, la resistencia de la jabalina de tierra y las resistencias del electrodo de prueba.
- La pantalla de selección de frecuencia muestra la tensión y frecuencia de prueba seleccionada para la prueba, como también la conexión del cable.

- Podemos mostrar en la pantalla los resultados de prueba almacenados en una ubicación específica de la memoria al igual que la función de prueba.



Fig. 3.14. Kit del Medidor de Resistencia de Puesta Tierra multifuncional modelo 6470-B



Fig. 3.15. Prueba de Wenner.



Fig. 3.16. Equipo para seguridad humana.



Fig. 3.17. Equipo para seguridad humana.

3.4. INFORME DE RESULTADOS

Los resultados obtenidos en las mediciones deben presentarse en un informe que contenga lo siguiente y debe contener las unidades, conforme con NOM-008-SCFI:

- Equipo utilizado.
- Arreglo de medición.
- Valores obtenidos de la medición contenidos en tabla.
- Gráfica de los valores de resistencia a tierra contra distancia de electrodo auxiliar de potencial.
- Valor estimado de la resistencia representativa de puesta a tierra.
- Observaciones de la medición.
- Responsable de realizar la medición.
- Fecha de realización de la medición.

En las tablas 7 y 8 se muestra un registro completo formatos para el registro de lecturas obtenidas durante el mantenimiento y verificación de conexiones a tierra respectivamente.

FORMATOS PARA EL REGISTRO DE LECTURAS OBTENIDAS DURANTE EL MANTENIMIENTO

VERIFICACION DE CONEXIONES A TIERRA

ESTACION:		FECHA:		
		ESTADO	CALIBRE CABLE	OBSERVACIONES
CARGADOR EQ. RADIOELECTRICO	CABLE DE BARRA DE TIERRA A EQUIPO			
	BARRA DE TIERRA EN CASETA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
BANCO BAT. EQ. RADIOELECTRICO	CABLE DE BARRA DE TIERRA A EQUIPO			
	BARRA DE TIERRA EN CASETA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
PARARRAYOS	CONEXIONES MECANICAS O SOLDADURA CADWELD			
	CABLE			
	PARARRAYOS			
	UNION CABLE/PARARRAYOS			
	ELECTRODOS, REHILETES O VARILLAS			
TORRE	SOLDADURAS CADWELD			
	CABLE			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
TABLERO DE C.A.	CONEXIONES MECANICAS O SOLDADURAS CADWELD			
	CABLE DE TIERRA A TABLERO			
	CABLE DE TABLERO A SERVICIOS			
	BARRA DE TIERRA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
TRANSFORMADOR	CABLE DEL CHASIS AL NEUTRO Y DEL NEUTRO A TIERRA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
PLANTA DE EMERGENCIA	CONEXIONES MECANICAS O SOLDADURAS CADWELD			
	CABLE DEL CHASIS A POZO DE TIERRA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
LINEAS DE TX Y GUIAS DE ONDA	SUJECION DE PLACA ATERRIZADA INDEPENDIENTE			
	CABLES KITS DE TIERRA			
	CABLE HACIA POZO DE TIERRA			
	TORNILLERIA UTILIZADA			
POZO DE TIERRA O REGISTRO	CONEXIONES MECANICAS O SOLDADURAS CADWELD			
	CABLE DE INTERCONEXION DE POZOS			
	VARILLAS			
EFECTUO:		ARCHIVO: TIE1.XLS		

Tabla 7. Formatos para el registro de lecturas obtenidas durante el mantenimiento.

ESTACION:

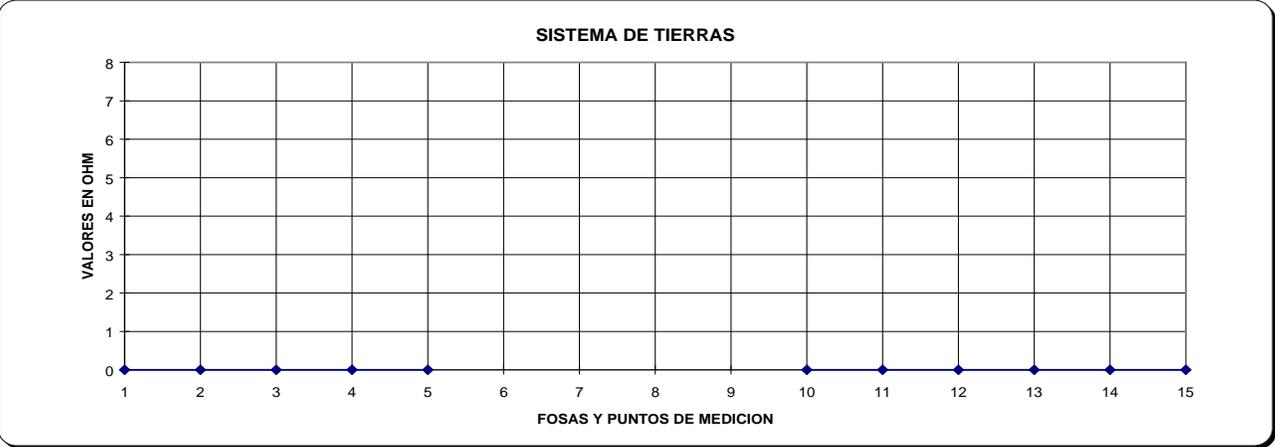
FECHA:

ELABORO:

VERIFICACION DEL SISTEMA DE TIERRA

METODO DE MEDICION UTILIZADO:

ITEM	V.MEDIDO	OBSERVACIONES
1 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 1		
2 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 2		
3 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 3		
4 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 4		
5 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 5		
6 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 6		
7 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 7 O BARRA EN LOCAL DE EQUIPO M O		
8 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 8 O BARRA EN LOCAL DE B BATERIAS		
9 MEDICION TIERRA VS VARILLA DE FOSA 9 O BARRA		
10 MEDICION TIERRA VS ESTRUCTURA TORRE		
11 MEDICION TIERRA VS NEUTRO ACOMETIDA AC		
12 MEDICION TIERRA VS CARGADORES DE BATERIAS		
13 MEDICION TIERRA VS BASTIDOR DE EQUIPO DE RADIO		
14 MEDICION TIERRA VS BASTIDOR DE EQUIPO DE MUX		
15 MEDICION TIERRA VS BASTIDOR DE DISTRIBUCION		
MEDICION TIERRA VS PARARRAYOS		
VOLTAJE DE TIERRA VS NEUTRO DE C A		
CORRIENTE DE RETORNO A TIERRA		



CABLE DE FOSA A BARRA DE TIERRA EN CASETA	CALIBRE	OBSERVACIONES
CABLE DE PARARRAYOS		
CABLE A CARGADORES DE BATERIAS		
CABLE DE TIERRA VS BASTIDOR EQUIPO RADIO		
CABLE DE TIERRA VS BASTIDOR EQUIPO MUX		
CABLE DE TIERRA VS BASTIDOR DE DISTRIBUCION		

ARCHIVO TIE2.XLS

Tabla 8. Verificación del sistema de tierra.

CAPÍTULO IV. SISTEMA CONVENCIONAL DE PUESTA A TIERRA

Aquí se desarrollará la metodología para el diseño de una malla de puesta a tierra para una subestación teniendo en cuenta los aspectos normativos. También se mencionaran las desventajas de este sistema convencional.

4.1 TECNOLOGÍA CONVENCIONAL DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

El propósito y la función de un sistema de puesta a tierra, el valor de la resistencia de puestas a tierra, las tensiones de paso y de contacto permisibles, ya se han discutido en el capítulo I y III; los tipos de fallas y el cálculo de la corriente de corto circuito se estudiaron en el capítulo II. Todas estas variables afectan el diseño de una malla a tierra: tensión permisible de paso, tensión permisible de contacto, configuración de la malla, resistividad del terreno, tiempo máximo de despeje de la falla, conductor de la malla, profundidad de instalación de la malla.

Si al realizar la instalación del sistema de puesta a tierra se encuentra una roca, el método que se sugiere para mejorar la resistividad del terreno es romper la roca e introducir bentonita o un compuesto comercial como el GEM, en el capítulo I y II se hace mención al respecto.

En un sistema de tierra convencional, el electrodo de tierra provee la conexión física a tierra y es el medio utilizado para disipar la corriente a ella; existen dos tipos básicos de electrodos, el natural, que está intrínsecamente dentro de la instalación que incluye todo el metal enterrado como tuberías de agua, la estructura del edificio (si está efectivamente conectada a tierra) y el metal de refuerzo de la cimentación.

Los electrodos fabricados son instalados específicamente para mejorar el desempeño de los sistemas de tierra que incluyen mallas de alambre, platos metálicos, conductor de cobre desnudo y varillas directamente enterradas en el terreno. La varilla está constituida por un núcleo de acero y un recubrimiento de cobre aplicado mediante un proceso electrolítico garantizado así un enlace en la interfase a nivel molecular proveyendo un buen desempeño de la misma durante su vida útil, tienen mejor resistencia a la corrosión que las varillas galvanizadas.

Las conexiones a tierra no deben conducir corriente en condiciones normales; es decir, la tierra no debe ser usada como parte del circuito o sistema, excepto mientras funcionan los órganos de protección contra fallas a tierra, o cuando sucede la descarga de un rayo; por lo mismo, esa conexión debe ser efectuada en un solo lugar, antes de los interruptores generales.

Los sistemas de tierra convencionales son principalmente de placas de fierro colado o inoxidable, con grueso de 6mm o más y superficie de 0.2m² o más cada una; o de cobre con igual superficie, y grueso de 1.5mm. por lo menos, enterradas a un nivel inferior al de la humedad permanente. Otros son de tubos de fierro galvanizado para agua, con diámetro interior de 19mm o más, o varillas de 250mm² en fierro y 100mm² en cobre, por lo menos de sección transversal, con longitud no menor de 2.50m hundidos verticalmente en toda su extensión, salvo que haya lecho de roca a menos de 1.2 m de profundidad, en cuyo caso los tubos o varillas serán enterrados horizontalmente a la mayor profundidad posible.

4.2. MALLA CONVENCIONAL DE PUESTA A TIERRA

Los requisitos que debe cumplir una malla de puesta a tierra son los siguientes:

- Debe tener una resistencia tal, que el sistema se considere sólidamente puesto a tierra.
- La variación de la resistencia, debido a cambios ambientales, debe ser despreciable de manera que la corriente de falla a tierra, en cualquier momento, sea capaz de producir el disparo de las protecciones.
- Impedancia de onda de valor bajo para fácil paso de las descargas atmosféricas.
- Debe conducir las corrientes de falla sin provocar gradientes de potencial peligrosos entre sus puntos vecinos.
- Al pasar la corriente de falla durante el tiempo máximo establecido de falla, (es decir disparo de respaldo), no debe haber calentamientos excesivos.
- Debe ser resistente a la corrosión.

En la fig. 4.1 se muestra una malla de puesta a tierra formada por varillas Copperweld.

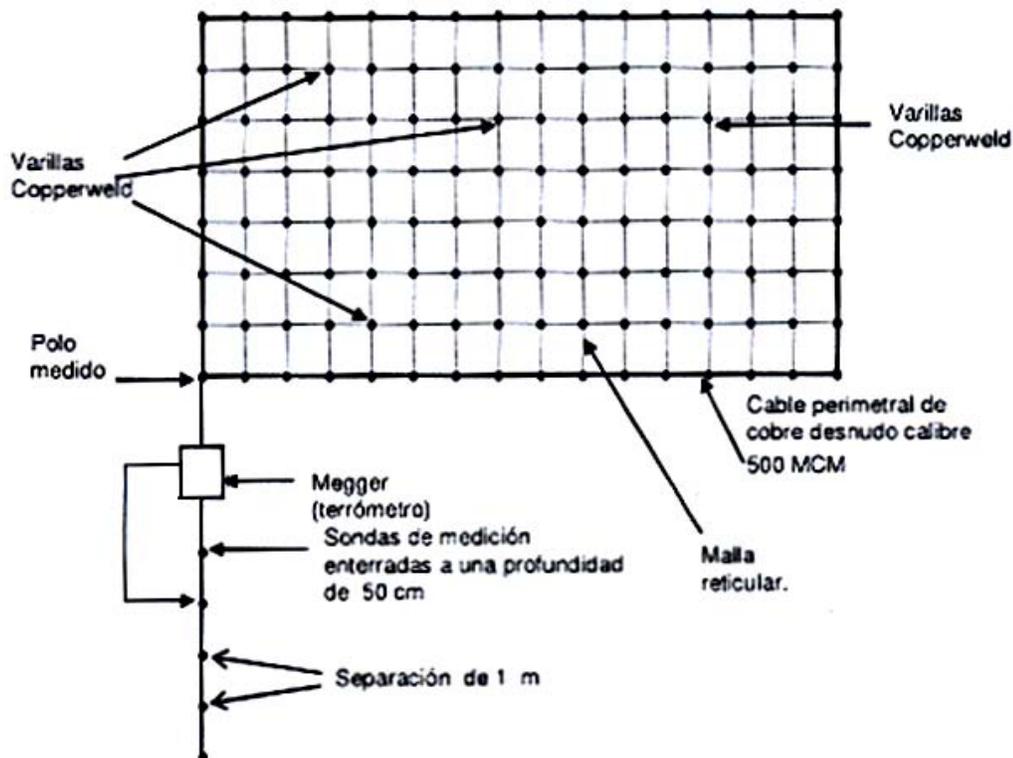


Fig. 4.1. Malla convencional de puesta a tierra.

4.2.1. CÁLCULO DE LA MALLA DE TIERRA DE UNA SUBESTACIÓN

El enfoque del libro verde del IEEE gira primeramente alrededor del sistema de puesta a tierra en subestaciones, aunque los principios aplican también a instalaciones de puesta a tierra en edificios.

Contamos con los siguientes datos:

- Dimensiones del patio: 70 x 80 m²
- Corriente máxima de falla: 1000 A
- Nivel de Tensión (primario): 34.5 kV
- Resistividad del suelo: 300 (Ω -m)
- Resistividad de la superficie: 2000 (Ω -m)
- Tiempo máximo de falla: 1 seg.

4.2.1.1. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

Para calcular la sección del conductor se aplica la siguiente ecuación:

$$\frac{I^2 t}{Ac} = \frac{T_m - T_a}{k}$$

En donde:

A_c = Sección del conductor (CM).

I = Corriente máxima de falla (Amp.)

T_m = Temperatura máxima en los nodos de la malla (450°C con soldadura y 250°C con amarre pernado.)

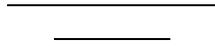
T_a = Temperatura ambiente (°C).

t = Tiempo máximo de despeje de la falla (seg).

Sin embargo, la sección mínima recomendable es 2/0 AWG para la malla y 5/8" para las varillas, estos valores mínimos están de acuerdo con prácticas internacionales.

- Sea $T_a = 30^\circ\text{C}$
- $T_m = 250^\circ\text{C}$ (uniones pernadas)

Resolviendo:



$$1 \text{ cm} = 5 \times 10^{-4} \text{ mm}^2, \quad 11213 \text{ CM} = 5.606 \text{ mm}^2$$

El diámetro del conductor es= 2.6716 mm

Aproximando al calibre mínimo permitido por la norma se elige el conductor AWG 2/0 que tiene un diámetro igual a 10.52 mm.

4.2.1.2. ELECCIÓN DE LA MALLA

A continuación se describen los diferentes coeficientes que se consideran para la elección de la malla:

k_m = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

k_s = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.

k_i = Coeficiente de irregularidad del terreno.

Es necesario considerar la longitud y ancho de la malla, el número de conductores, espaciamiento entre los mismos, profundidad de enterramiento y diámetro del conductor; para la determinación de los coeficientes k_m , k_i , k_s es necesario tener en cuenta las siguientes definiciones y los siguientes datos:

- $A=49\text{m}$ Longitud de la malla (m).
- $B=42\text{m}$ Ancho de la malla(m).
- $n=7$ Número de conductores en paralelo de longitud A
- $m=8$ Número de conductores en paralelo de longitud B.
- $D=7\text{m}$ Espaciamiento entre conductores (m).

- $L=7*49+8*42=679$ m $n*A +m*B$
- $h=0.7$ m Profundidad de enterramiento (m).
- $d= 0.01052$ Diámetro del conductor(m)
- El conductor se enterrará a 70 cm

El cálculo de la resistencia de puesta a tierra se puede hacer por el método de Laurent y Niemann o por método de Dwinght, este último es mucho más largo pero es mucho más exacto que el de Laurent y Niemann.

➤ **MÉTODO DE LAURENT Y NIEMANN**

El primer paso consiste en hallar la resistencia de un conductor de la malla.

$$\frac{1}{K_m} = \frac{1}{n} \left[\frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n-2} \right] \text{--- n-2 términos}$$

Resolviendo:

$$\frac{1}{K_m} = \frac{1}{n} \left[\frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n-2} \right]$$

$K_m = 0.734$

k_i es:

Resolviendo:

k_s es:

$$\frac{1}{K_s} = \frac{1}{n} \left[\frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n-2} \right]$$

Resolviendo:

$$\frac{1}{K_s} = \frac{1}{n} \left[\frac{1}{1} + \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{n-2} \right]$$

$K_s = 0.327$

Para el cálculo de las tensiones permisibles de paso y contacto consultamos las ecuaciones de la sección 1.2.2.1. y 1.2.2.2. respectivamente, y sabemos que la tensión de paso real en una subestación está dada por:

—

En donde:

E_p = Tensión de paso real en voltios.

k_s = Coeficiente que tiene en cuenta, la influencia combinada de la profundidad y del espaciamiento de la malla.

k_i = Coeficiente de irregularidad del terreno.

ρ = Resistividad del suelo (Ω -m)

I = Corriente máxima de falla (Amp)

L = Longitud total del conductor (m)

La tensión de contacto real está dado por

—

Donde:

E_t = Tensión de contacto en voltios.

k_m = Coeficiente que tiene en cuenta las características geométricas de la malla.

Los valores reales son:

Debido a que estos valores si cumplen. se continúa con el cálculo:

— —

$$R = 3.126\Omega$$

➤ **CÁLCULO DE LA RESISTENCIA POR EL MÉTODO DE DWIGHT**

A continuación mostraremos el desarrollo de los diferentes valores de resistencia para llegar al cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra cumpliendo con la normatividad:

Donde:

R_s = Resistencia de puesta a tierra de un solo conductor en Ω

ρ = Resistividad en (Ω -m)

L' = Longitud del conductor (m)

h = Profundidad de enterramiento del conductor (m)

r = Radio del conductor en m.

R_a = Resistencia mutua en Ω . Cálculo de las resistencias debidas a las interferencias mutuas entre los conductores, tal resistencia es:

R_c = La resistencia total de un conductor es:

La resistencia de n conductores es:

—

R_{su} = Resistencia de un solo conductor de unión(Ω)

Ram = La resistencia mutua de los conductores transversales

La resistencia total de un solo conductor de unión es:

La resistencia de los m conductores es:

La resistencia total de la malla está dada por:

$$\text{_____} \leq 3$$

El primer paso consiste en hallar la resistencia de un conductor de la malla.

Resolviendo:

$$R_s = 11.800\Omega$$

$$E = 2.191D = 2.191 * 7 = 15.337m$$

Una vez calculada esta resistencia, se procede al cálculo de las resistencias debidas a las interferencias mutuas entre los conductores, tal resistencia es:

Donde:

Ra = Resistencia mutua en Ω

E = Espaciamiento equivalente entre un conductor y los demás en m.

Resolviendo:

$$R_a = 1.654\Omega$$

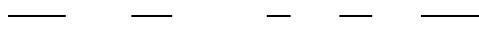
La resistencia total de un conductor es:

Resolviendo:

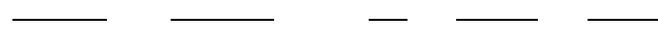
La resistencia de n conductores es:



R_{su} = Resistencia de un solo conductor de unión (Ω)



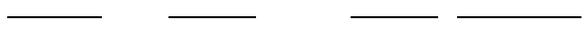
Resolviendo:



$$R_{su} = 13.421\Omega$$

$$E = 2.430D$$

$$E = 2.430 * 7 = 17.010m$$



$$R_{ak} = 1.685\Omega$$

También en forma análoga se determina la resistencia de los conductores transversales de unión. La resistencia “mutua” de los componentes de unión incluyendo la interferencia debida a los conductores transversales a los cuales se encuentran unidos es:

Ram = La resistencia mutua de los conductores transversales

Donde:

Ram = Resistencia mutua de conductores de unión(Q)

Resolviendo:

La resistencia total de un solo conductor de unión es:

La resistencia de los m conductores es:

—

Resolviendo:

————

La resistencia total de la malla está dada por:

—————

Resolviendo:

—————

$$1.818 \leq 3\Omega$$

Por lo tanto la disposición asumida de garantía tanto de tener los voltajes de paso y contacto dentro de los permisibles como de que su resistencia es menor que el máximo aceptado.

4.2.1.3. CÁLCULO DEL NÚMERO DE VARILLAS DE PUESTAS A TIERRA VERTICALES.

El uso de varillas de tierra como único medio de puesta a tierra en una subestación, no es recomendable, ya que con estas no se logra una superficie equipotencial, y por lo tanto las tensiones de paso y de contacto toman valores peligrosos. Para el cálculo de la resistencia de una varilla enterrada a una profundidad comprendida entre 0.5 y 1 m, se calcula por:

Donde:

R_v : Resistencia de una varilla en Ω

ρ : Resistividad del terreno ($\Omega\cdot m$)

L : Longitud de la varilla (m)

r : radio de la varilla en m

Datos de laboratorio muestran que existe un límite en el número mínimo de varillas en paralelo, pues su efectividad decrece cuando su número aumenta. Estos resultados se deben al siguiente fenómeno: cuando el número de varillas aumenta en determinada área, el espacio entre electrodos decrece. Los cilindros frontera de las varillas, los cuales determinan la resistencia de tierra, tienden a entrecruzarse, reduciendo así la efectividad individual de cada varilla. Manejar demasiadas varillas en un espacio muy estrecho resulta muy costoso y no reduce significativamente la resistencia.

Para determinar el número aproximado de varillas requeridas en un área dada de una subestación, se deben seguir los siguientes pasos.

- Calcule la resistencia de una varilla.
- Determine la conductividad de esa varilla.
- Determine la resistencia deseada del aterrizamiento.

- Calcule la conductividad de la resistencia anterior.
- Calcule el siguiente cociente:

Conductividad deseada / conductividad de cada varilla

- Determine el área de la subestación
- Calcular el número de varillas deseadas.

Si al calcular el cociente de conductividad se observa que su valor excede el límite dado para un número infinito de varillas, se sugiere aumentar el área de la subestación o colocar varillas de un largo mayor de 10 ft para alcanzar suelos de mejor resistividad, o tratar el suelo.

4.2.1.4. OPTIMIZACIÓN DE LA MALLA

Después de haber realizado los cálculos, para mejorar la operación de la red de tierra se realizan las siguientes actividades:

Reducir la resistencia total de la red reduciendo el aumento del potencial máximo por lo tanto, el potencial máximo de transferencia, existen dos formas: Aumentando el área de la red, o cuando el área esta confinada, usar varillas enterradas y conectar la red a tubos de agua fría de pozos profundos.

Reducir el espaciamiento de los conductores que forman las mallas acercándose al límite de la condición de la placa metálica. Esto permite eliminar los potenciales peligrosos.

Agregar capas de roca tezontle o grava a la superficie del suelo dentro de la subestación para aumentar la resistencia en serie con el cuerpo (reduce la corriente por el cuerpo de 20:1).

Prohibir el paso a ciertas áreas limitadas donde sea poco práctico eliminar la posibilidad de que aparezcan diferencias de potencial excesivas durante las fallas a tierra.

4.3. DESVENTAJAS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA CONVENCIONALES

Los sistemas de puesta a tierra convencionales han sido concebidos al considerar que el suelo es un gran imán de atracción tan poderoso para absorber la energía que le enviamos, olvidando las leyes universales como los principios de la conservación de la energía y la carga, por lo cual nuestro planeta tierra es más efectivo (por su volumen-masa) para inducir en nuestro inmueble e instalaciones, impulsos geoelectromagnéticos navegando por el suelo, capaces de hacer “caer” el sistema de nuestras computadoras, o sencillamente “quemar” los equipos eléctricos y electrónicos.

El planeta tierra es capaz de hacer fallar o destruir nuestras instalaciones enviando turbulencias electromagnéticas por el punto más vulnerable de entrada: el acero de construcción del inmueble, las tuberías de agua, etc.; en la fig. 4.2 se muestra esta vulnerabilidad del sistema de puesta a tierra convencional con varillas copperweld:

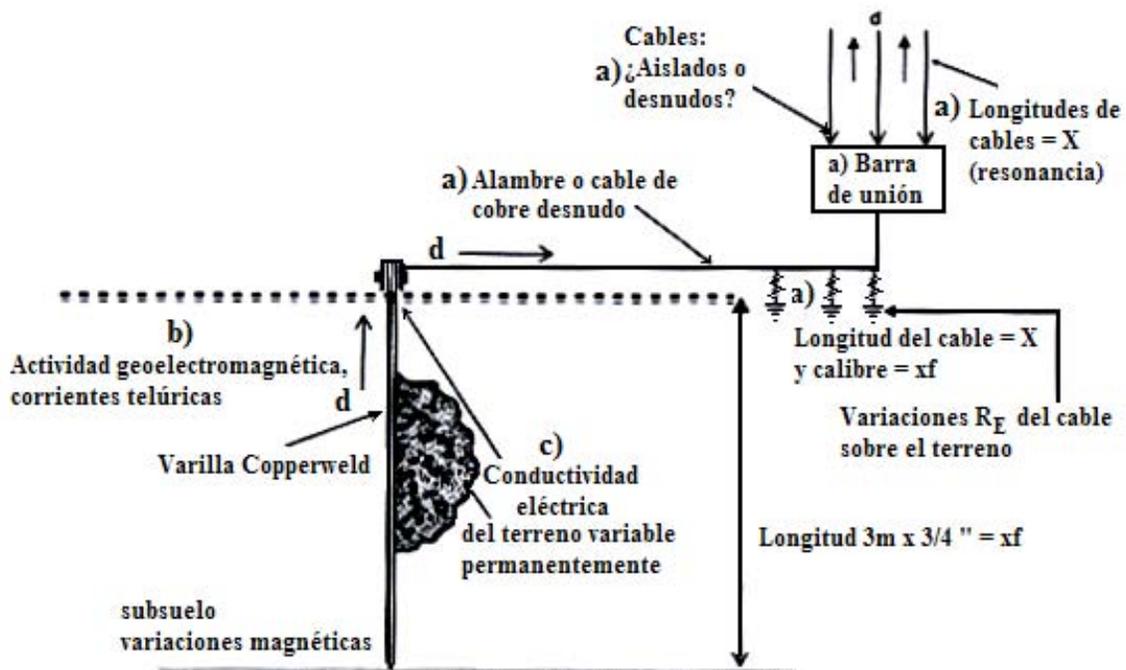


Fig. 4.2. Corte de instalación de un sistema de puesta a tierra con base en varillas copperweld.

Sin embargo no es posible dejar “flotando” el sistema de puesta a tierra para “aislarnos” de la turbulencia del planeta, por esto debemos acoplarnos más que “aterrizarnos” y esto se puede realizar con la tecnología Faragauss.

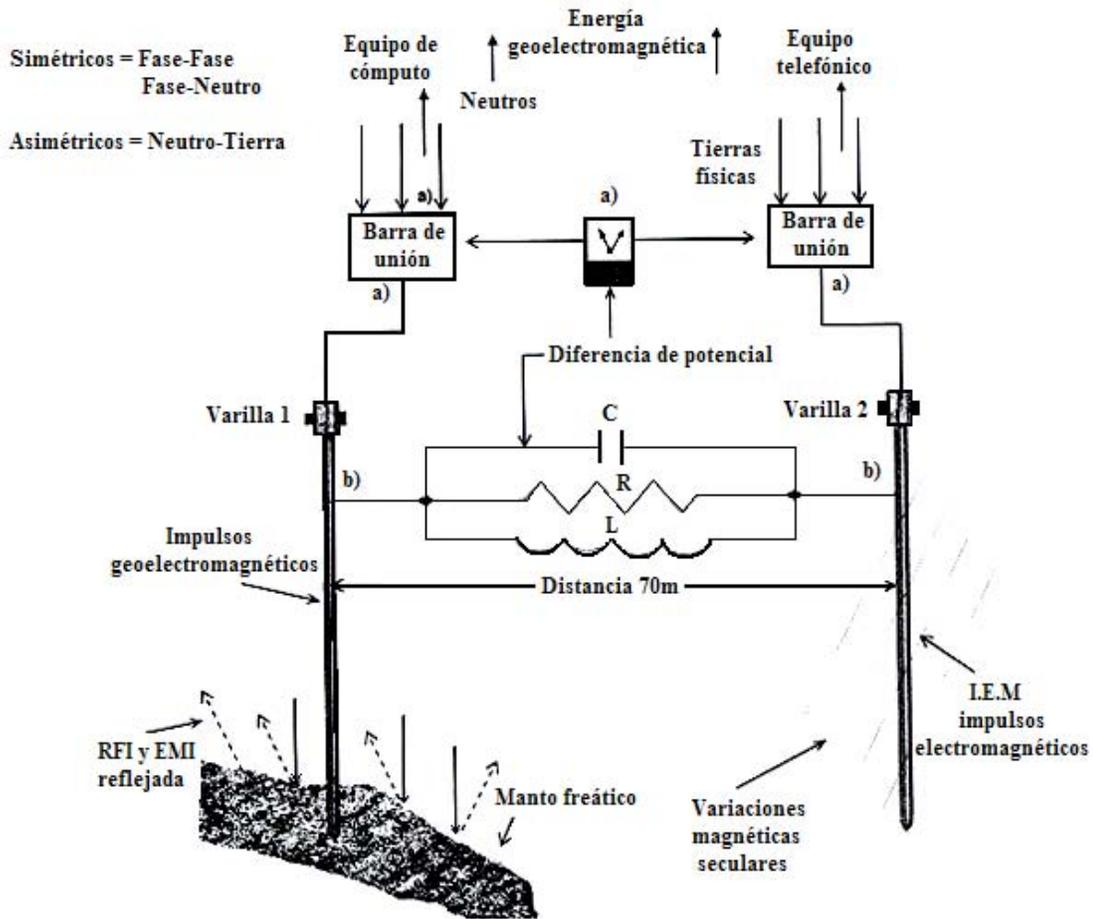


Fig. 4.3. Diferencia de potencial entre dos puntos o subsistemas de puesta a tierra.

El Std. 142 del libro verde del IEEE, contiene información específica referente al TEP: “Prácticas recomendadas para puesta a tierra de sistemas de potencia en industrias y comercios”. El término TEP se refiere al voltaje hacia y del terreno vigente en un SPT que aparecerá en los conductores como resultado de que el electrodo de puesta a tierra del sistema de tierra llegue a estar por encima del potencial normal del terreno.

El nivel más alto de voltaje usualmente es originado por corrientes geoelectromagnéticas, que “navegan” a través del terreno las instalaciones convencionales de puesta a tierra no toman en cuenta el riesgo tierra-equipos, como sucede con la diferencia de potencial entre dos puntos o subsistemas de puesta a tierra, (ver fig. 4.3).

El TEP, (ver fig. 4.4), ocurre con más frecuencia si la puesta a tierra de una instalación no es adecuada; por ejemplo, las variaciones temporales en la resistividad del terreno debido al contenido de agua (terreno seco) o temperatura (terreno congelado) pueden ocasionar miles de ohms por centímetro en la resistividad del terreno. En este caso, una pequeña cantidad de corriente que fluye a y/o desde tierra causa elevaciones de potencial dentro de una instalación.

Si es inadecuada la puesta a tierra de la instalación y también la de los transformadores de la Compañía Suministradora de Energía, entonces los efectos de TEP serán peores. Las instalaciones de alimentación Y-Y pueden ser más propensa a adquirir problemas de TEP afectando el rendimiento y operación de los aparatos electrónicos sensibles y delicados.

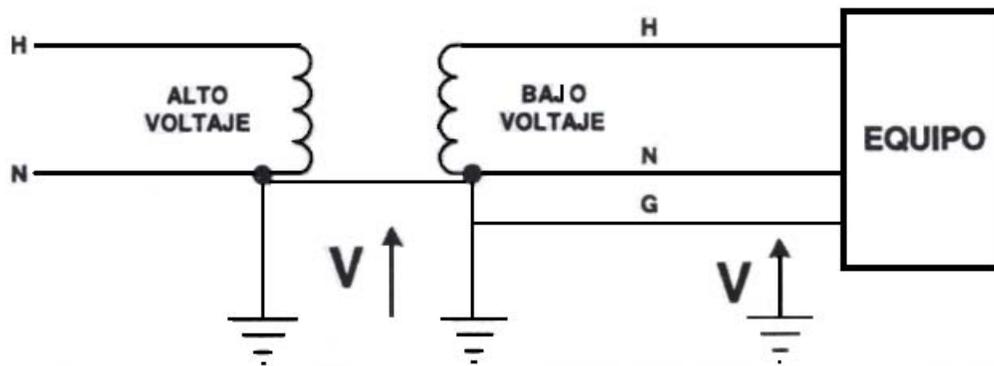


Fig. 4.4. Potencial transferido a y desde tierra.

Los sistemas tradicionales de puesta a tierra no están concebidos para sincronizar fases y abatir fenómenos de interferencias: EMI o RFI.

Entorno del SPT tradicional:

- Potencia radiada (RFI) y (EMI) depositándose en conductores.
- Corrientes telúricas y variaciones magnéticas seculares referidas a la longitud de onda (λ) de la varilla Copperweld.

- Conductividad eléctrica polidireccional del terreno variable permanente.
- Sonda o varilla capturando energía geoelectromagnética enviándola a la “red de puesta a tierra”

Como se establece en el libro verde del IEEE, la elevación de voltaje causa efectos adversos en el cableado y equipo dentro de la instalación. Existen dos condiciones que empeoran las condiciones del equipo afectado por el TEP: la puesta a tierra adicional y la conectividad de datos. La puesta a tierra adicional (ejemplo, varillas de puesta a tierra separadas conectadas al chasis del equipo) provee un camino a través de éste que es paralelo a la puesta a tierra de la acometida. Debido a esto, los transitorios de corriente que fluyen en la puesta a tierra de la acometida también encontrarán una trayectoria de paso a través del equipo. Si la elevación de voltaje en la acometida es muy grande entonces el TEP resultante hará que fluyan grandes cantidades de corriente a través de la puesta a tierra del equipo hacia la puesta a tierra adicional del mismo. Esta es la razón por la cual los inspectores eléctricos frecuentemente requieren que la puesta a tierra adicional utilizada debe cumplir con lo provisto en la puesta a tierra efectiva del NEC Artículo 250-51.

Los problemas de TEP pueden ser evitados asegurando una dirección de admitancia mayor y preferente con destino a tierra, tanto en las mallas o circuitos como en los transformadores utilizados de la compañía suministradora de energía. La mayoría de las Normas del IEEE recomienda una resistividad en el terreno de menos de 5 ohms para una instalación.

La tecnología Faragauss, impide el TEP, debido a su eficiente unidireccionalidad a tierra y su exclusivo sistema de acopladores sincronizadores (Coplagauss) de admitancias a tierra (Sistema Faragauss). En el capítulo V se puede consultar los beneficios que se tienen al instalar la tecnología Faragauss en los transformadores de potencia.

CAPÍTULO V. SISTEMA FARAGAUSS

5.1. TECNOLOGÍA FARAGAUSS

La tecnología Faragauss es producto de varios años de investigación en el campo del electromagnetismo, contempla no sólo el fenómeno eléctrico sino también el magnético, ya que no puede existir el uno sin el otro; el electrodo Faragauss es por lo general un prisma triangular fabricado de acero y un recubrimiento de electroplasma, (tecnología de última generación y orgullosamente mexicana), tiene la característica de polarizarse por efecto del vector gravitacional y del campo magnético de la tierra. Esta polarización hace que el triángulo inferior tome una polaridad negativa y el superior una positiva y entre ellos se tenga una diferencia de potencial en corriente directa de -0.5 Volts aproximadamente, esto produce que el suelo alrededor del electrodo tome una polaridad catódica. “La protección catódica de la tecnología Faragauss permite que grandes estructuras metálicas no concentren iones negativos que producen la corrosión y oxidación, aumentando con ello su vida útil.”

Una descarga atmosférica buscará siempre la trayectoria de menor resistencia, (impedancia) a tierra, esta disipación incluye no solo la descarga eléctrica, sino también la perturbación magnética que produce y la inducción eléctrica generada por esta última; los pararrayos de tecnología Faragauss conducen en forma efectiva la descarga eléctrica y minimiza el efecto de inducción del rayo, utiliza cables de muy baja impedancia que sirven junto con el pararrayo para canalizar y controlar las descargas atmosféricas.

5.1.1. OBJETIVOS DEL SISTEMA FARAGAUSS

La tecnología de los Sistemas de Puesta a Tierra Faragauss permite entre otras cosas, lograr los siguientes objetivos en las instalaciones eléctricas:

- Provee un sistema de seguridad para seres humanos en situaciones de descargas eléctricas por fallas o descargas atmosféricas (rayos).
- Permite disipar las corrientes electromagnéticas a tierra.
- Permite controlar y atenuar los potenciales que se transfieren desde el terreno hacia el sistema eléctrico a través de la operación unidireccional a tierra (efecto diodo) del Sistema Faragauss, esto es, se tiene mayor admitancia de la carga a tierra y muy alta impedancia de tierra a carga.
- Provee conexiones mecánicas y a coplamientos electromagnéticos de muy baja impedancia (con referencia a frecuencias del orden de 30 Hz a 3.5 GHz) para conectar a tierra.

Cubas o carcasas de transformadores que permite un acoplamiento electromagnético de fase en primario y secundario (IEEE-2.4.2 Std 142).

Masas metálicas con el propósito de cancelar gradientes de potencial entre ellas y tensiones de toque (IEEE-2.4.6 Std 142).

Neutro de conexión (X_o) de la estrella del transformador conectado directamente y en forma sólida a tierra o a través de una impedancia resistiva para limitar la corriente (IEEE-1.4.7.Std142).

Equipo electrónico sensible y delicado. Tierra electrónica o de referencia “0”, cero lógico. (IEEE-5.1-5.2 Std 142).

Conductor específico de descargas atmosféricas (rayos) (IEEE-3.3.4.6 Std142 ANS/NFPA 78).

Grandes masas metálicas con el objetivo de lograr protección catódica efectiva, (anticorrosión y antioxidación) y en forma simultánea lograr equipotencialidad entre

masas para evitar los gradientes peligrosos de potencial electrostático. (IEEE-4.4.5.Std.142).

- Proveer un sistema de descarga y desenergización de equipos antes de proceder a trabajos de mantenimiento.
- Optimizar y asegurar la operación eficiente de relevadores y otros dispositivos de protección para la prevención de fallas a tierra en el sistema. (IEEE-2.2.7. Std 142).

5.1.2. ALCANCES DEL SISTEMA FARAGAUSS

El sistema Faragauss soporta su alcance de eficiencia y funcionamiento en los siguientes conceptos:

- Induce una polarización dominante negativa y permanente magnética en el terreno, con base en los principios de prospección magnética terrestre, al acoplar entre sus electrodos los campos regionales, cancela los campos multipolares suplementarios instantáneos, e incrementa el acoplamiento electromagnético entre el suelo y el subsuelo.
- No depende únicamente de la conductividad del terreno para la disipación y confinación de turbulencia eléctrica y corrientes indeseables originadas por fallas del sistema de potencia, o bien de descargas artificiales en general o naturales (rayos).
- No depende de la humedad del terreno, ni de la hora o temporada (estación) del año.
- No depende de la altitud, referida sobre el nivel del mar.
- Mantiene la baja impedancia permanente.
- Mantiene en forma estable y continúa el factor de acoplamiento de impedancia total contra frecuencia (100Hz-3.5GHz).
- Soporta altas corrientes de falla durante 1.5 segundos.

- Otorga al sistema de tierra, energía catódica suficiente y permanente para originar dominios magnéticos.
- Funciona eficientemente como un disipador y confinador de energía provocada por descargas atmosféricas en los campos eléctricos (E) y magnéticos (H).
- El sistema Faragauss deprime los fenómenos de EMI y de RFI.
- Otorga una conductividad eléctrica en el terreno de manera polidireccional (cualquier sentido).
- Bloquea y disipa las corrientes geoelectromagnéticas, que presentan trayectorias hacia los equipos a proteger.

5.2. ELEMENTOS DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA FARAGAUSS

El sistema de tierra Faragauss, es una red de confinamiento a tierra de alta eficiencia y ultra baja impedancia, que está formado de elementos magnetoactivos de polarización altamente dominante y definida, con una operación continua sin soporte o inducción de alguna fuente externa. Por ello es un sistema que no consume electricidad y por su diseño propio no requiere mantenimiento.

La fig. 5.1 presenta los elementos principales de un sistema de puesta a tierra Faragauss. Estos elementos son:

- Barras de unión
- Electrodo magnetoactivo que permite un acoplamiento al terreno.
- Acoplador
- Cables de interconexión

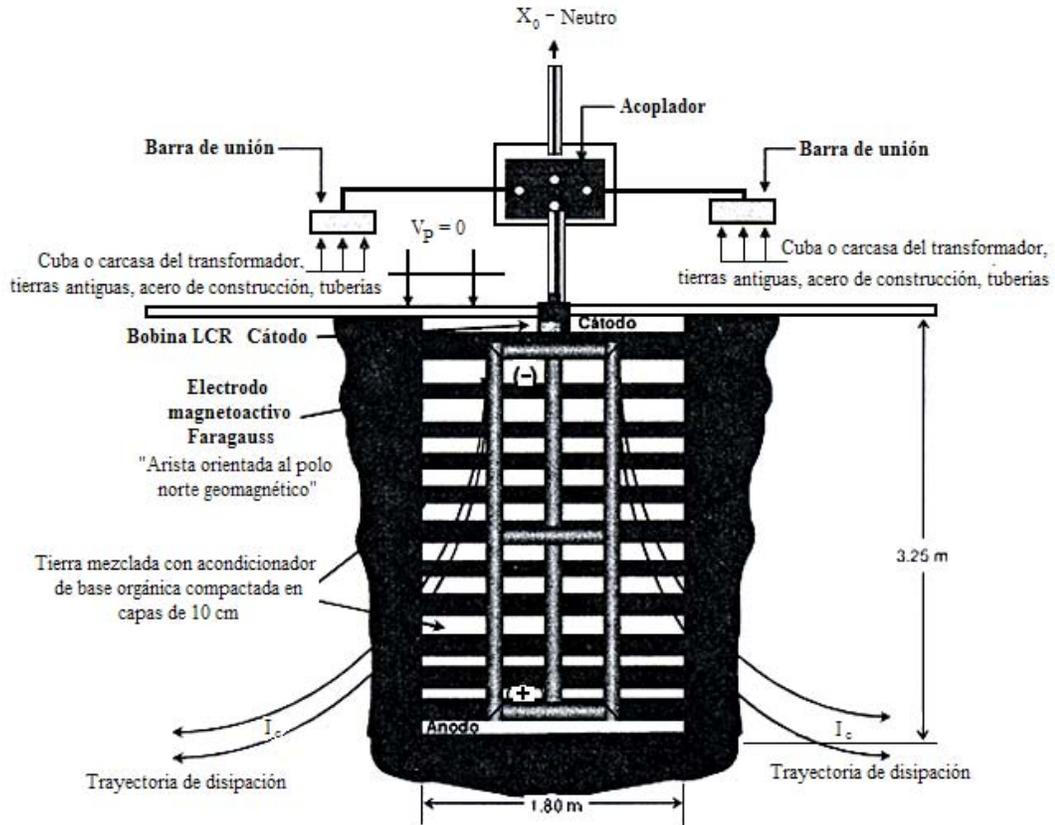


Fig. 5.1. Sistema de Puesta a tierra Faragauss.

A continuación se describirá cada uno de los elementos que forman el sistema de puesta a tierra Faragauss.

➤ ELECTRODO MAGNETOACTIVO

Para lograr una alta capacidad de confinamiento y disipación de corrientes a tierra, el electrodo Faragauss, (ver figura 5.2), está formado por una estructura tubular triangular y dos triángulos en sus extremos los que funcionan como cátodo (superior) y ánodo (inferior). Esta polarización se logra por medio del campo electromagnético a través de la aplicación de dos vectores, uno vertical (gravitacional) y otro horizontal (geomagnetismo). La fig. 5.2. representa al electrodo magnetoactivo Faragauss.

La estructura y el material que constituyen al Electrodo Magnetoactivo Faragauss permiten:

- Lograr una larga vida útil.

La estructura de cobre o acero es tratada con un compuesto anticorrosivo (sulfato de zinc) y es soldado mediante soldadura de plata, las propiedades físicas incluyen el comportamiento eléctrico, magnético, óptico, térmico, elástico y químico.

Para una vida útil del electrodo no se utilizan aceleradores electroquímicos como sales o compuestos en contacto con la estructura.

- Una capacidad e disipación efectiva (IEEE-4.1.5. Std 142).

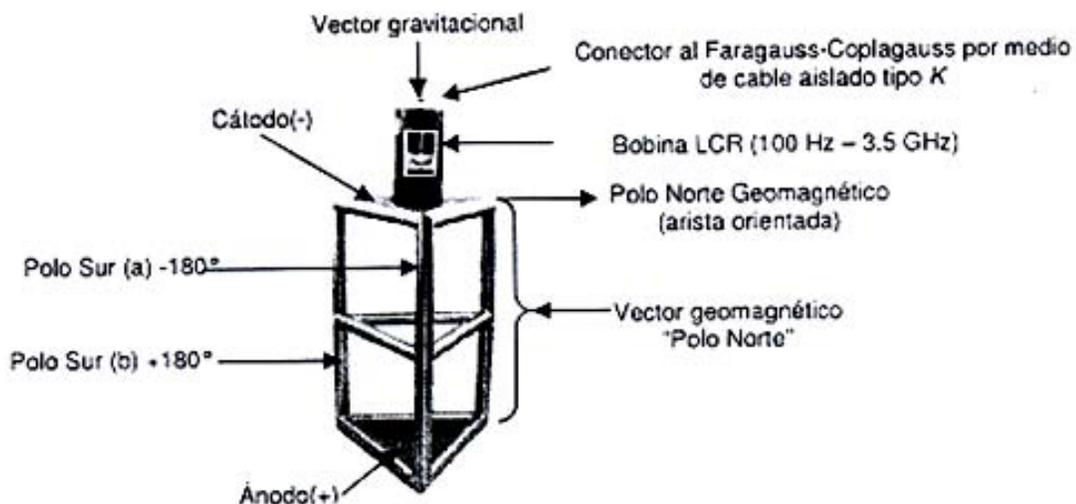


Fig. 5.2. Electrodo magnetoactivo Faragauss.

➤ **DISPOSITIVO LCR RESONANTE**

Es un elemento pasivo que funciona en forma resonante y bidireccional ante la presencia de frecuencias de magnitudes diferentes a la fundamental (60Hz). El rango de frecuencias de trabajo está comprendido entre 100Hz y 3.5 GHz.

➤ ACOPLADOR O COPLAGAUSS

El dispositivo denominado Acoplador o Coplagauss es un multiacoplador de admitancias, destinado al acoplamiento de un sistema específico de puesta a tierra, con admitancia mayor en trayectoria al terreno.

Las figs. 5.3 y 5.4 muestran la forma de conectar el Acoplador o Coplagauss en la instalación eléctrica.

De la fig. 5.4, se tiene lo siguiente:

Y_1, Y_2, Y_3, Y_4 = Admitancias sincronizadas en fase

M = Carga eléctrica /Masas

J = Electrodo Magnetoactivo Faragauss

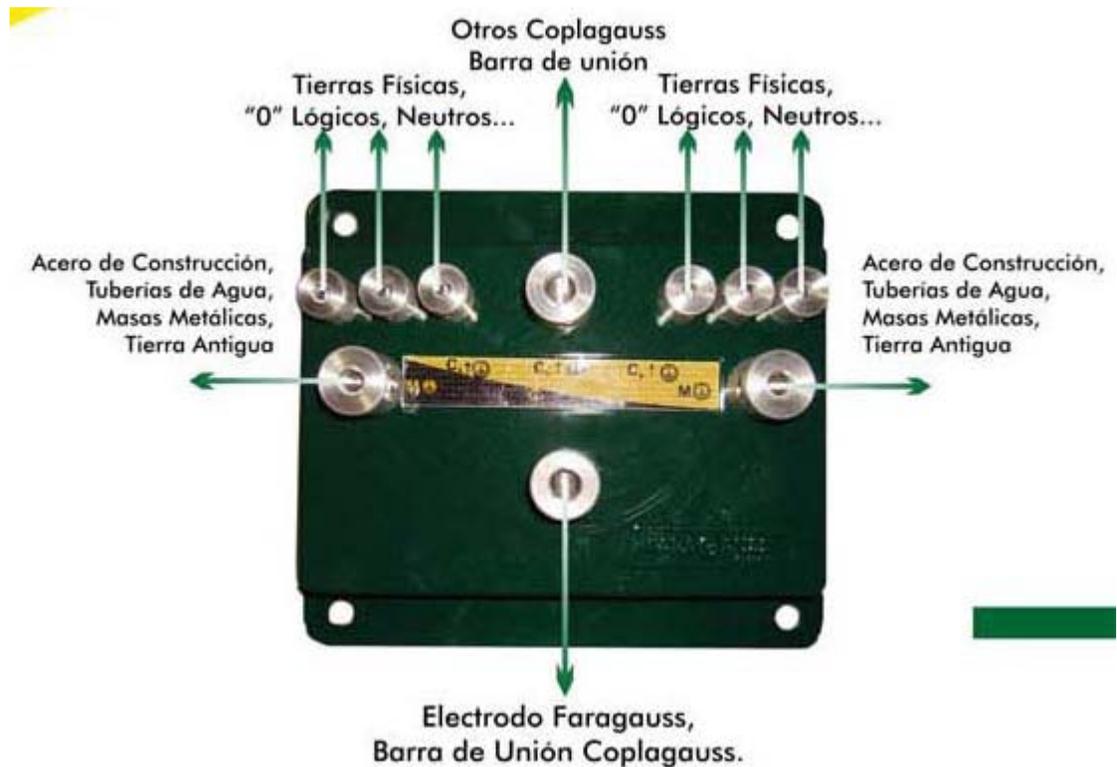


Fig. 5.3. Sincronizador de admitancias Coplagauss.

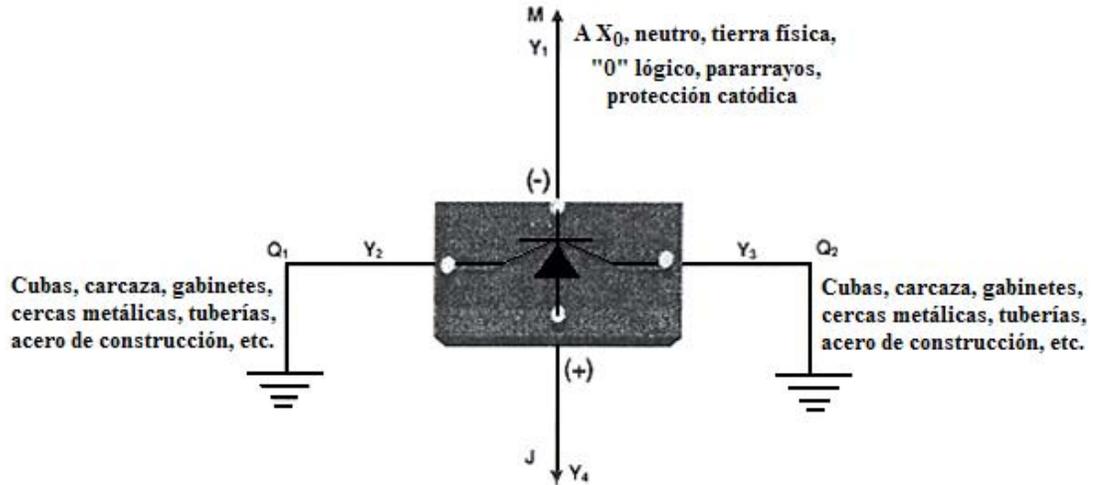


Fig. 5.4. Acoplador o Coplagauss

➤ ACONDICIONADOR DEL SUELO

Es un compuesto electro-acondicionador orgánico que al mezclarse con tierra orgánica natural, proporciona una alta conductividad eléctrica del suelo y subsuelo, (ver fig. 5.5), en donde se instala el electrodo Faragauss y no contamina el medio ambiente.



Fig. 5.5. Acondicionador orgánico Faragauss.

➤ CONDUCTORES AISLADOS

Estos conductores están clasificados dentro de la red del sistema Faragauss, en dos funciones:

- Descargas atmosféricas o campos electromagnéticos.
- Campos eléctricos

El sistema Faragauss utiliza cable aislado ya que es indispensable que se eviten puntos de contacto (como sucede en un sistema de tierras con cable desnudo) a lo largo del conductor a fin de mantener un valor óhmico de la impedancia requerida $Z_R+Z_C+Z_L$, además del cálculo frecuencial de funcionamiento.

Con relación al conductor que se utiliza para las descargas atmosféricas, es un cable de aluminio al silicio oxigenado de baja impedancia de 38 hilos con 1000 Volts de aislamiento.

Para los conductores de masa y puntos a proteger como es el “X₀” de un transformador de potencia, neutro de un centro de carga y un “GND” (ground) de “0” (cero) lógico se considera un cable de cobre tipo “K”, con aislamiento para 1000 Volts y 90°C.

➤ BARRAS DE UNIÓN

Las barras de unión en cobre o acero inoxidable, son anisotrópicas para máxima eficiencia a tierra (ver fig.5.6).

➤ CONECTORES

En acero inoxidable y cobre estañado, con tratamiento en el alojamiento de los conductores para evitar efectos galvánicos (ver fig.5.6).



Fig. 5.6. Barra de unión y conectores.

5.3. CONFIGURACIONES DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En general, un sistema de tierras debe cumplir con los siguientes requisitos:

- Impedancia baja y permanente a tierra referido a un rango de frecuencias.
- Acoplamiento del campo electromagnético (entre masas y control de bucles).
- Funcionamiento equipotencial (creación de un nodo).
- Efectiva disipación de corrientes indeseables a tierra, con una dirección preponderante a esta.
- Baja tensión de paso y de toque.
- Definición correcta del funcionamiento, sin interferencias (interferencias de radio frecuencia “RFI” e interferencia electromagnética “EMI”) y con compatibilidad de funcionamiento entre la fuente de alimentación y las cargas más delicadas y susceptibles.

Para lograr estos requisitos, la tecnología Faragauss divide las diferentes aplicaciones que requieren la conexión a tierra de acuerdo al uso y servicio de cada una de ellas, como a continuación se presenta:

5.3.1. TIERRA DE FUNCIONAMIENTO (RETORNO, X0 Y NEUTRO)

Este sistema es la protección que se requiere para los sistemas de potencia, drena las corrientes indeseables cuando se presenta un evento transitorio de falla por corto circuito entre fases o fase a tierra, retorna cargas monofásicas y controla la tercera armónica (triple secuencia cero).

Los equipos o sistemas a proteger se deben conectar directamente al punto central superior del acoplador Faragauss o Coplagauss. Los puntos a conectar son:

- “Xo” de la conexión en estrella del devanado secundario de los transformadores de potencia.
- “Xo” de la conexión en estrella del devanado primario de un transformador conectado en estrella-estrella.
- En el punto de conexión a tierra del neutro o “Xo” que se realice a través de bancos o impedancias de resistencias limitantes de corriente de fallas a tierra.
- En neutros de centros de carga de alguna instalación que no tenga transformador de potencia propio.
- En una barra de neutros de tableros de fuerza o distribución, evitando la conexión directa entre barras de neutros y barras de tierra de protección para cancelar la reactancia en el puente.

5.3.2. TIERRA DE PROTECCIÓN CONTRA CORRIENTES DE FALLA

Esta tierra otorga protección y seguridad a seres vivos y a los equipos contra corrientes de falla, descargas electrostáticas y electromagnéticas. Se deberá conectar a:

- Cubas, botes y carcasas de transformadores y motores (+180° y -180°).

- Gabinetes, charolas, soportes, anaqueles, estantes, tuberías.
- Chasis, estructuras y marcos metálicos.
- La red de tierra de protección por conexión equipotencial.
- Sistema de puesta a tierra antiguo.

5.3.3. TIERRA DE PROTECCIÓN PARA EQUIPO ELECTRÓNICO

Esta tierra permite la protección efectiva de equipo electrónico sensible o delicado que debe tener una referencia de cero potencial o “0” (cero) lógico para su correcto funcionamiento. Para hacer funcionar esta tierra de protección, el eje vertical del sistema Faragauss por conducto de su acoplador (Coplagauss) se debe conectar exclusivamente en :

- Barra de tierra física de protección de los gabinetes o tableros de control electrónico, UPS, PLCs, computadoras, redes, nodos, servidores, centrales telefónicas, etc.
- No se debe conectar a esta barra conductores que drenen corriente como pueden ser neutros o retornos, gabinetes, carcasas de motores, tierras de pararrayos, apartarrayos de potencia, o todo aquello que se define como “masa”.

5.3.4. TIERRA DE PROTECCIÓN PARA CONEXIÓN EQUIPOTENCIAL

Esta tierra se define como la conducción de corrientes indeseables a tierra que se presentan en las partes metálicas no energizadas y tienen como fundamental función proteger al personal humano. Esta conexión de masas tiene como objetivo evitar diferencias de potencial así como minimizar las descargas electrostáticas.

Estas conexiones se realizan de tres maneras que son:

- Protección de masa centralizada por conexión en serie.
- Protección de masa centralizada por conexión en paralelo.
- Protección de masa centralizada por conexión distribuida.

5.3.5. TIERRA DE PROTECCIÓN PARA DESCARGAS ATMOSFÉRICAS (RAYOS)

La conducción de las descargas atmosféricas resulta importante y vital para cualquier instalación eléctrica, ya que el daño que origina la presencia de un impulso electromagnético de magnitudes variables e impredecibles, puede ser muy costoso. Los requisitos que se deben cumplir dependen de la superficie en m² a proteger y de la trayectoria de interconexión entre sus componentes. Al considerar que el medio por el que se orienta o motiva la incidencia de una descarga atmosférica es la punta pararrayo, se tiene lo siguiente:

- La punta pararrayo se deberá instalar en la parte de mayor altura que se tenga, ya sea edificios, estructuras o equipos (seleccionando la semiesfera de protección de los tres modelos disponibles Faragauss).
- La trayectoria del cable aislado entre la punta pararrayo y el acoplador o coplagauss deberá ser lo máximo aproximado a una línea recta. No se permiten cambios de dirección mayor a 45°.
- El electrodo Faragauss modelo FG-800 A se prefiere para este tipo de aplicaciones, con el, se deberá utilizar el Coplagauss correspondiente así como el calibre y el tipo de conductor aislado y las longitudes máximas y mínimas permitidas.
- El eje vertical superior del Coplagauss se debe conectar únicamente a la punta pararrayos, ya que este sistema por su diseño propio y seguridad de operación, no

acepta derivaciones en su eje vertical para conexión a otro que no sea exclusivamente para descargas atmosféricas (trayectoria efectiva a tierra, NEC-250-51).

En la fig. 5.7 se presenta un diagrama del Sistema Pararrayos Faragauss completo con detalles sobre la instalación.

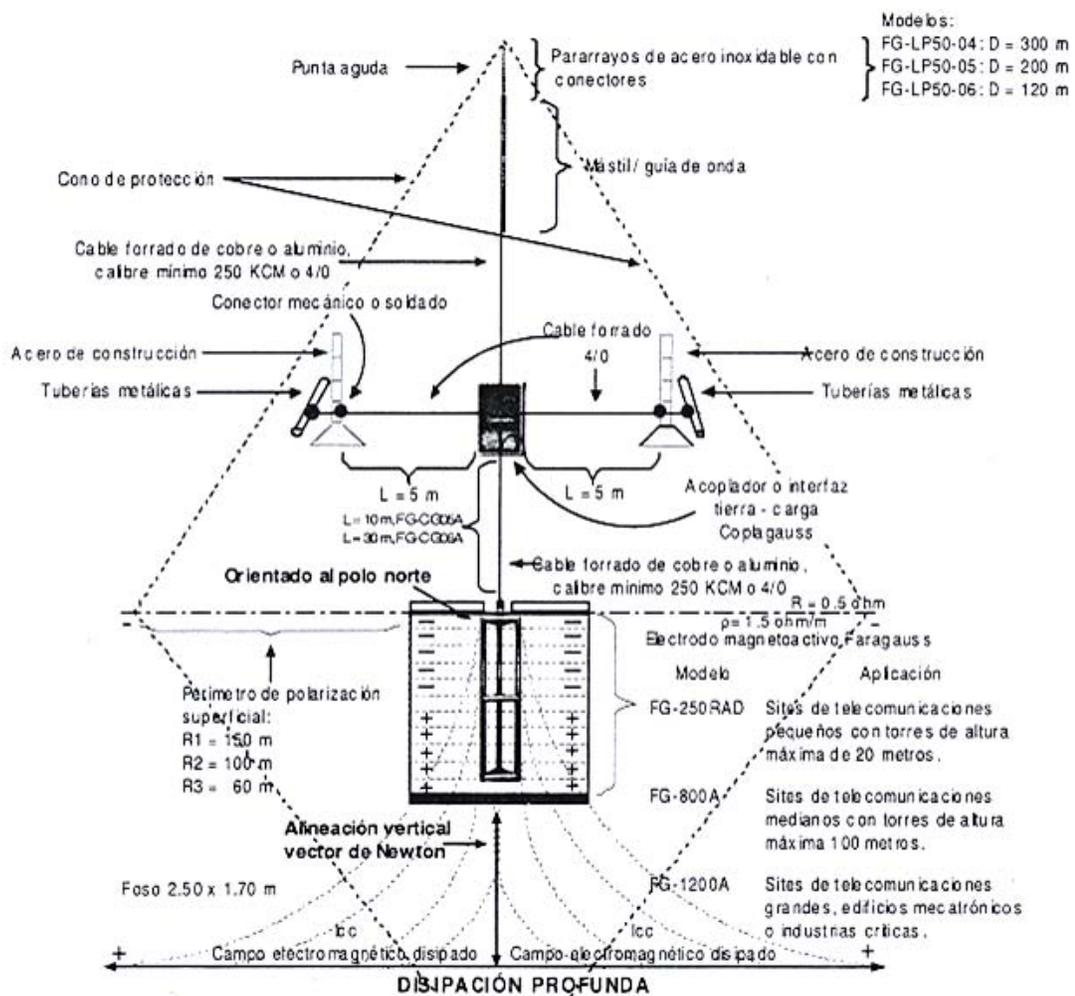


Fig. 5.7. Sistema Pararrayos Faragauss

5.3.6. TIERRA DE PROTECCIÓN PARA TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y TERCERA ARMÓNICA

En toda clase y tipo de instalación eléctrica el suministro de energía se realiza a través de los transformadores de potencia, por lo que la eficiencia y calidad de la energía estará en proporción a la confiabilidad de la instalación.

Las reglas de operación han cambiado dramáticamente en los últimos diez años, debido a la incorporación en la carga de unidades complejas no lineales, sumamente delicadas y sensibles, simultáneamente generadoras de ruido eléctrico (distorsión). Hoy en día existe más carga no lineal que lineal.

Para soportar los nuevos requisitos (reglas de operación) de los transformadores de potencia de cargas híbridas (lineales y no lineales), con tensión, flujo magnético y corriente contra frecuencia, debemos sujetarnos a los siguientes principios.

- Núcleo del transformador con materiales anisotrópicos (grano orientado) con su vector de dominio magnético orientado preferentemente al polo norte magnético terrestre.
- “Jaula de Faraday”, carcasa del transformador bien acoplada a tierra mediante una muy baja impedancia total, contra frecuencia en un rango mínimo de 100 Hz a 3.5 GHz.
- Banco de resistencias (en su caso) para la limitación de corriente de corto circuito, con su conductor (X_0) y gabinete puesta a tierra bajo las mismas condiciones del inciso anterior.
- X_0 o neutro de la estrella del secundario del transformador con trayectoria efectiva a tierra, bajo las mismas condiciones del inciso anterior.
- Utilización de un acoplador de admitancias con el propósito de sincronizar grados eléctricos entre campos eléctrico (E) y magnético (H) que permitan acoplar la masa y volumen electromagnéticos (transformador), a la masa y volumen geoléctrica (planeta tierra) por la vía del sincronizador de admitancias con el fin de obtener una impedancia total de acoplamiento en valor constante y estable.

En la fig. 5.8 se observa un arreglo que permite deprimir la 3^a armónica generada en el transformador principal, al enfasar la secuencia cero disminuirá la onda compleja en relación con las armónicas pares originadas en cargas no lineales, atenuando la distorsión armónica total.

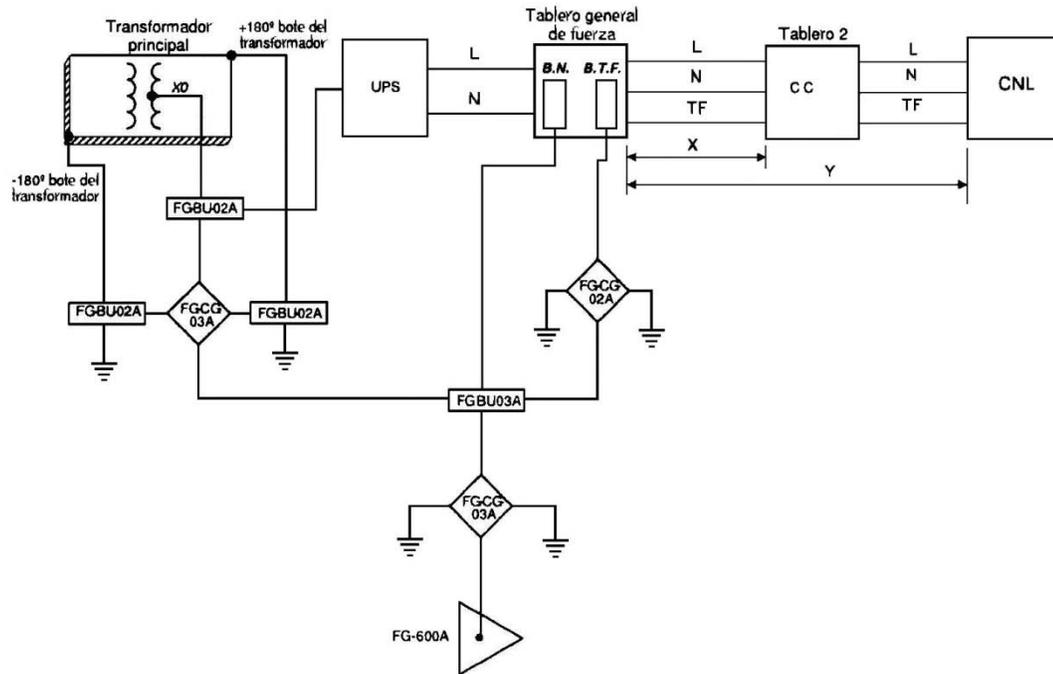


Fig. 5.8. Diagrama del Sistema de Puesta a Tierra Faragauss de un transformador.

5.3.6.1. BENEFICIOS DE LA TECNOLOGÍA FARAGAUSS APLICADA A TRANSFORMADORES DE POTENCIA.

- Disminución de la reluctancia en el Núcleo del Transformador. (Menores pérdidas magnéticas).
- Disminución de la Resistencia de los arrollamientos, Primario y Secundario del Transformador (menores pérdidas Eléctricas).
- Disminución de pérdidas por Histéresis y por corrientes de Foucault, por lo cual se atenúa el flujo por dispersión (menores pérdidas electromagnéticas).
- Menor resonancia.

- Menor temperatura de operación.
- Atenuación del fenómeno trifásico de la tercera armónica (180 Hz).
- Mayor eficiencia de Potencia Reactiva (KVAR).
- Mayor vida útil del transformador.
- Menor ruido sensible al ser humano.
- Real capacidad en KVA para conectar una carga de igual potencia.
- Menor contaminación electromagnética al entorno del transformador.

5.3.6.2. EJEMPLO

Una pequeña industria cuenta con un transformador de potencia como fuente principal que alimenta un tablero de fuerza para motores y controladores lógicos programables (PLCs), así como una red telefónica (conmutador). Para este ejemplo, tenemos una corriente de falla calculada de 6.5 KA, el área para instalar es limitada, y el transformador esta al 60% de su capacidad. Se cuenta con un tercer conductor instalado en una oficina.

Ante estas condiciones el usuario requiere las siguientes tierras:

- Para descargas atmosféricas.
- Para aterrizar el “X0” del transformador.
- Tierra de protección electrónica
- Tierra para protección de descargas de masa (voltaje de contacto =0)

Considerando lo anterior procedemos a seleccionar el sistema más económico y eficiente (ver fig. 5.9). Se considera el 60% de 6.5 KA, que resulta una corriente de 3.9 KA; entre los modelos Faragauss se tiene el siguiente equipo (ver figura 5.10):

$$1 \text{ FG-2000} + 1\text{FG-800} + 1\text{FG-1200} = 4\text{KV}$$

Con lo anterior resulta suficiente en capacidad de disipación a 1.5 segundos.

Las adecuaciones o desarrollo del proyectista dependerán del monto o módulos del proyecto en el desarrollo de una Ingeniería básica, así como la selección de los modelos varía de acuerdo al tipo de industria o instalación.

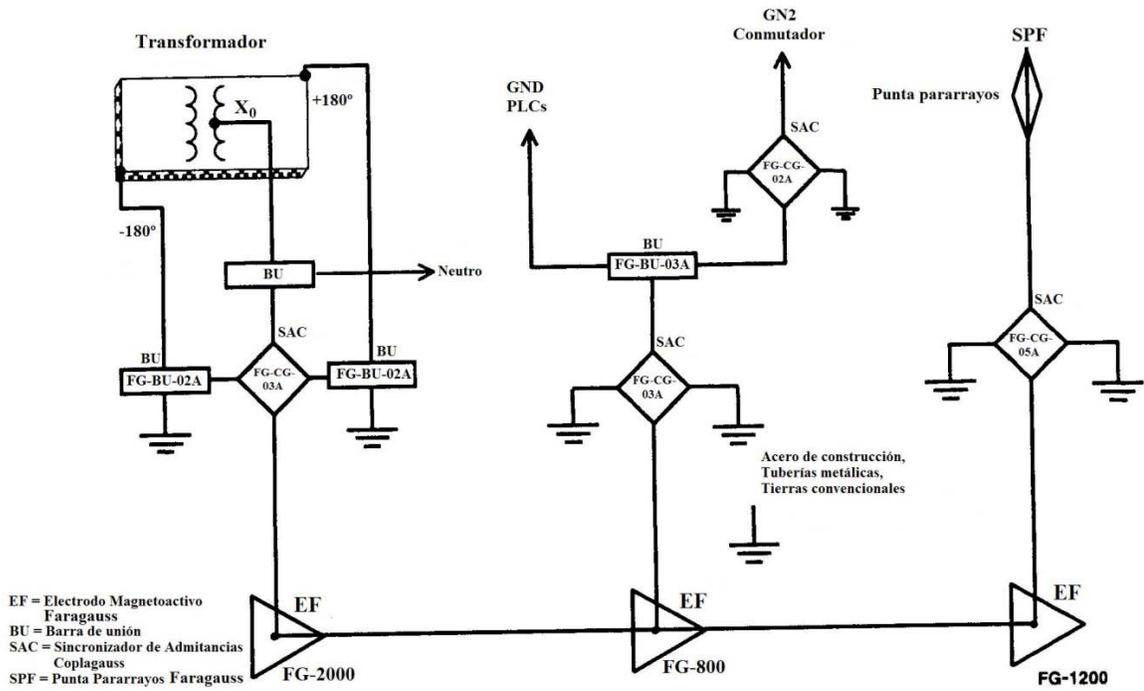


Fig. 5.9. Instalación del Sistema Faragauss en una pequeña industria.



Fig. 5.10. Electrodo magnetoactivo Faragauss

5.4. PUESTA EN SERVICIO DEL SISTEMA FARAGAUSS

Para iniciar esta importante y definitiva etapa se debe realizar una revisión física del sistema que consiste en:

- Verificar los calibres y el estado del cableado del sistema Faragauss de acuerdo a las especificaciones así como la continuidad y aislamiento. (torque o apriete de tuercas de zapatas).
- Verificar el tipo y modelo de acopladores Coplagauss de acuerdo a especificaciones de la ingeniería Faragauss.
- Verificar el tipo de conector, instalación y apriete de acuerdo a las especificaciones de ingeniería Faragauss.
- Verificar las rutas y trayectorias del cableado entre electrodos Faragauss (evitar las trayectorias paralelas a las fases).
- Verificar las rutas del cableado entre acopladores Coplagauss y sus puntos de unión con base en el funcionamiento especificado en la ingeniería Faragauss.
- Verificar la identificación de los equipos del sistema Faragauss que deberá coincidir con el diagrama de ingeniería y la lista de cables.

Si se considera que lo anterior está de acuerdo a lo especificado en los documentos de ingeniería Faragauss, se procederá a conectar en los puntos energizados (previa licencia con “Libranza”) como son “X₀” del transformador de potencia, neutros de centros de carga, red de tierras existente, PLC, UPS, etc.

5.4.1. CÁLCULO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA FARAGAUSS

El sistema de puesta a tierra de Protección se calcula con base en la corriente de corto circuito de tal forma que el electrodo Faragauss se selecciona con base en ella.

Para calcular la corriente de corto circuito en forma aproximada y rápida se puede utilizar el procedimiento descrito en el capítulo II. Una vez que se calcula la corriente de corto circuito. El acoplador se selecciona con base en el electrodo seleccionado.

5.4.2. ÁREAS DE APLICACIÓN FARAGAUSS

Las áreas de aplicación de la tecnología Faragauss incluyen, entre otras, las siguientes:

- Generación de energía eléctrica (cualquier tipo de central).
- Transmisión de energía eléctrica.
- Distribución de energía eléctrica
- Industria pesada, siderúrgica y metal mecánica
- Industria de la transformación
- Laboratorios, sanitarios, hospitales y centros médicos.
- Sistemas de telecomunicaciones
- Aeronáutica, radares, radiofaros, etc.
- Controles electrónicos en general (robótica y automatización).
- Industria petrolera
- Industria turística (hoteles, restaurantes, casinos, etc.)
- Hogares, residencias, oficinas, comercios.
- Sector militar y de seguridad nacional
- Almacenamiento de productos explosivos.
- Radio, televisión, multimedia, estudios de grabación, etc.

5.4.3. PRUEBAS DURANTE LA INSTALACIÓN DEL SISTEMA FARAGAUSS

Las pruebas que el instalador debe realizar durante la instalación del Sistema de Puesta a Tierra Faragauss se especifican a continuación:

Para el electrodo Faragauss se deben verificar los siguientes puntos:

- Estado del electrodo. Se deberá revisar que el electrodo Faragauss no tenga golpes o raspaduras o que se afecte su protección anticorrosiva.
- Colocación del electrodo Faragauss. Se deberá verificar la orientación, alineación y centrado del electrodo Faragauss.
- Polaridad. Durante el relleno del foso con el material mezclado, antes de llegar a la parte media del electrodo Faragauss, se deberá verificar la polaridad de la estructura con respecto a una varilla o referencia metálica. La polaridad debe ser positiva (+) de acuerdo al diagrama de conexión de la fig. 5.11.

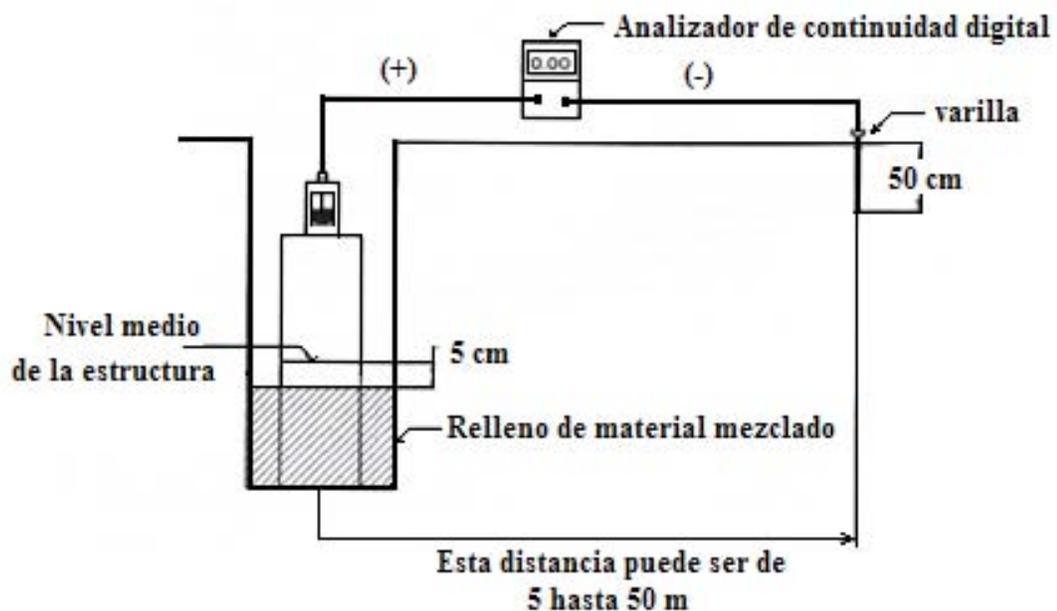


Fig. 5.11. Revisión de polaridad del electrodo Faragauss.

- Verificación de la polaridad de operación. Al cruzar el nivel medio del electrodo Faragauss y si la instalación se ha realizado en forma correcta, se debe tener una polaridad catódica negativa en lugar de la anterior (positiva), lo que indica que la estructura funcionará eficientemente desde el punto de vista de disipación y polarización.
- Verificación de continuidad. Al conectar un multiprobador de valor eficaz verdadero colocado en la opción de continuidad (resistencia), con la punta negativa en el electrodo Faragauss y la punta positiva en una varilla de referencia enterrada a 20 metros de distancia del electrodo o más, se deberá medir un valor ~~de~~ además deberá sonar la señal de continuidad.
- Verificación de resistividad. Para medir la resistividad del terreno una vez que se ha instalado el sistema Faragauss (antes de conectarlo al punto a proteger a través del Coplagauss) se puede utilizar los métodos existentes que se manejan a nivel internacional y que se deben homologar a la tecnología Faragauss. Los métodos de prueba para la verificación de la resistividad del terreno que se consideran son: Método de Wenner, Sistema simétrico y Caída de potencial, (ver capítulo III).
- Verificación de corriente
- Verificación de valores de corriente entre conexiones del Coplagauss
- Verificación de THD (distorsión armónica total).
- Verificación de valores de THD (distorsión armónica total) en las fases, conductor neutro, punto neutro Xo, Coplagauss y contactos de la instalación.

5.4.4. BITÁCORA DE INSTALACIÓN

Con la finalidad de que Faragauss realice las supervisiones durante la instalación de los sistemas Faragauss, el instalador o distribuidor autorizado deberá contar con un documento o bitácora, en donde se registre lo siguiente:

- Nombre del usuario o empresa
- Ubicación (dirección, ciudad, entidad federativa y estado)
- Giro de la empresa
- Diagrama unifilar básico de instalación
- Relación de equipo principal Faragauss a instalar, indicando el número de serie de cada componente (muy importante).
- Nombre y firma del responsable directo de la instalación.
- Fecha de inicio de la instalación.
- Fecha de terminación de la instalación.
- Modificaciones al proyecto original de la ingeniería básica.
- Nombre del representante directo del usuario.
- Nombre y firma del verificador de la instalación por parte de Faragauss.
- Observaciones y recomendaciones firmadas por el instalador y el verificador.
- Fecha de puesta en servicio del sistema.
- Fecha de entrega de los certificados de garantía de los componentes Faragauss, indicando al responsable y representante del usuario, que recibió los certificados.
- Fotografías de la secuencia desde el inicio hasta la conclusión de la instalación.
- Copias de los diagnósticos antes y después de la instalación, (beneficios obtenidos).
- Protocolo de entrega de obra.

El documento Protocolo de entrega debe incluir las mediciones y pruebas finales realizadas, este documento se debe entregar al usuario junto con la información completa de

los trabajos efectuados en la instalación del sistema Faragauss. La documentación mínima necesaria debe incluir los siguientes puntos:

- Diagnóstico inicial de la instalación eléctrica y de la red de tierras existente.
- Bitácora de instalación (desviadores, alcances y limitaciones del proyecto).
- Diagrama de la ingeniería básica.
- Diagramas de las rutas y trayectorias del sistema Faragauss (planos del proyecto).
- Lista de cableado, indicando el origen y el punto final de la interconexión, así como el tipo de conductor.
- Evaluación final que incluye la tabla comparativa de antes y después de realizar la instalación del Sistema de Puesta a Tierra Faragauss.
- Original de la garantía contra defectos de fabricación de los equipos Faragauss.
- Garantía de 3 años de la instalación contra vicios ocultos, por parte del distribuidor autorizado o integrador/instalador.
- Se deberá realizar el acta de Entrega-Recepción para lo cual el instalador y el usuario deberán revisar las condiciones contratadas contra la instalación efectuada.

5.4.5. DOCUMENTOS DE ENTREGA

El documento Protocolo de Entrega se debe entregar al usuario junto con la información completa de los trabajos efectuados, incluyendo las mediciones y pruebas finales realizadas en la instalación del sistema Faragauss, la documentación mínima necesaria debe incluir los siguientes puntos:

- Diagnóstico inicial de la instalación eléctrica y de la red de tierras existente.
- Bitácora de instalación (desviaciones, alcances y limitaciones del proyecto).

- Diagrama de la ingeniería básica.
- Diagramas de las rutas y trayectorias del sistema Faragauss (planos del proyecto).
- Lista de cableado, indicando el origen y el punto final de interconexión, así como el tipo de conductor.
- Evaluación final que incluye la tabla comparativa de antes y después de realizar la instalación del Sistema de Puesta a Tierra Faragauss.
- Original de la garantía contra defectos de fabricación de los equipos Faragauss.
- Garantía de tres años de la instalación contra vicios ocultos, por parte del distribuidor autorizado o integrador/instalador.
- Se deberá realizar el acta de Entrega-Recepción para lo cual el instalador y el usuario deberán revisar las condiciones contratadas contra la instalación efectuada.

CAPÍTULO VI. APLICACIÓN DE LAS NORMAS

En esta última parte se propone una metodología para auditar y certificar el Sistema de Protección Contra Rayos de cualquier subestación de media y alta tensión, siguiendo la Norma Mexicana-J-549-ANCE-2005 y las normas internacionales de la IEEE como el estándar 80 y 1100 del libro verde del año 2007.

6.1. NORMA MEXICANA NMX-J-549-ANCE-2005

La nueva norma de aplicación nacional: NMX-J-549-ANCE-2005, la cual establece los elementos normalizados para el diseño de un sistema de protección contra tormentas eléctrica, es un Sistema de protección contra las mismas, que considera especificaciones, materiales y métodos de medición; fue emitida por la Asociación de Normalización y Certificación A.C. “ANCE” y aprobada por el comité de Normalización de la ANCE, “CONANCE”.

Fue emitida en la Publicación de la Declaratoria de Vigencia en el Diario Oficial de la Federación el 15 de Marzo del 2006; entrando en vigor 6 meses después de esta publicación, es decir, el 15 de Septiembre del 2006.

Esta Norma Mexicana, fue elaborada por el Subcomité de Pararrayos, S.C.PIE-H, perteneciente al Comité Técnico Productos y Accesorios para Instalaciones Eléctricas del Comité de la Normalización de la Asociación de Normalización y Certificación A.C., con la participación de las Instituciones y Empresas siguientes: AMESA, ANPASA, Aterrizajes Electroestáticos, Comisión Federal de Electricidad, Energía y Creatividad, Franklin France, Instituto de Investigaciones Eléctricas, LAPEM, la excompañía Luz y Fuerza del Centro, PARRES, Secretaría del Trabajo y Previsión Social/DGSST, y Valdez Ingenieros.

Esta Norma Mexicana considera la aplicación de un sistema de protección integral compuesta por un sistema externo de protección contra tormentas eléctricas (SEPTE) el cual esta formado por elementos para interceptar, conducir y disipar la corriente de rayo; y un sistema interno de protección contra tormentas eléctricas (SIPTE) basado en uniones equipotenciales, blindaje electromagnético, puesta a tierra y protección contra transitorios; establece las especificaciones, diseño, materiales, y métodos de medición del sistema integral de protección contra tormentas eléctricas, para reducir el riesgo de daño a seres vivos, estructuras de edificios y su contenido, utilizando como base el método de la esfera rodante reconocido internacionalmente.

La NMX-J-549-ANCE 2005 aplica a las estructuras y edificios de uso común, estructuras y edificios con riesgo de fuego y explosión, estructuras y edificios con equipo sensible, estructuras y edificios de cualquier altura; subestaciones eléctricas de media tensión y torres de telecomunicaciones con equipos y antenas asociadas. En el diagrama de la fig. 6.1 se observa el procedimiento para la aplicación de esta norma Mexicana.

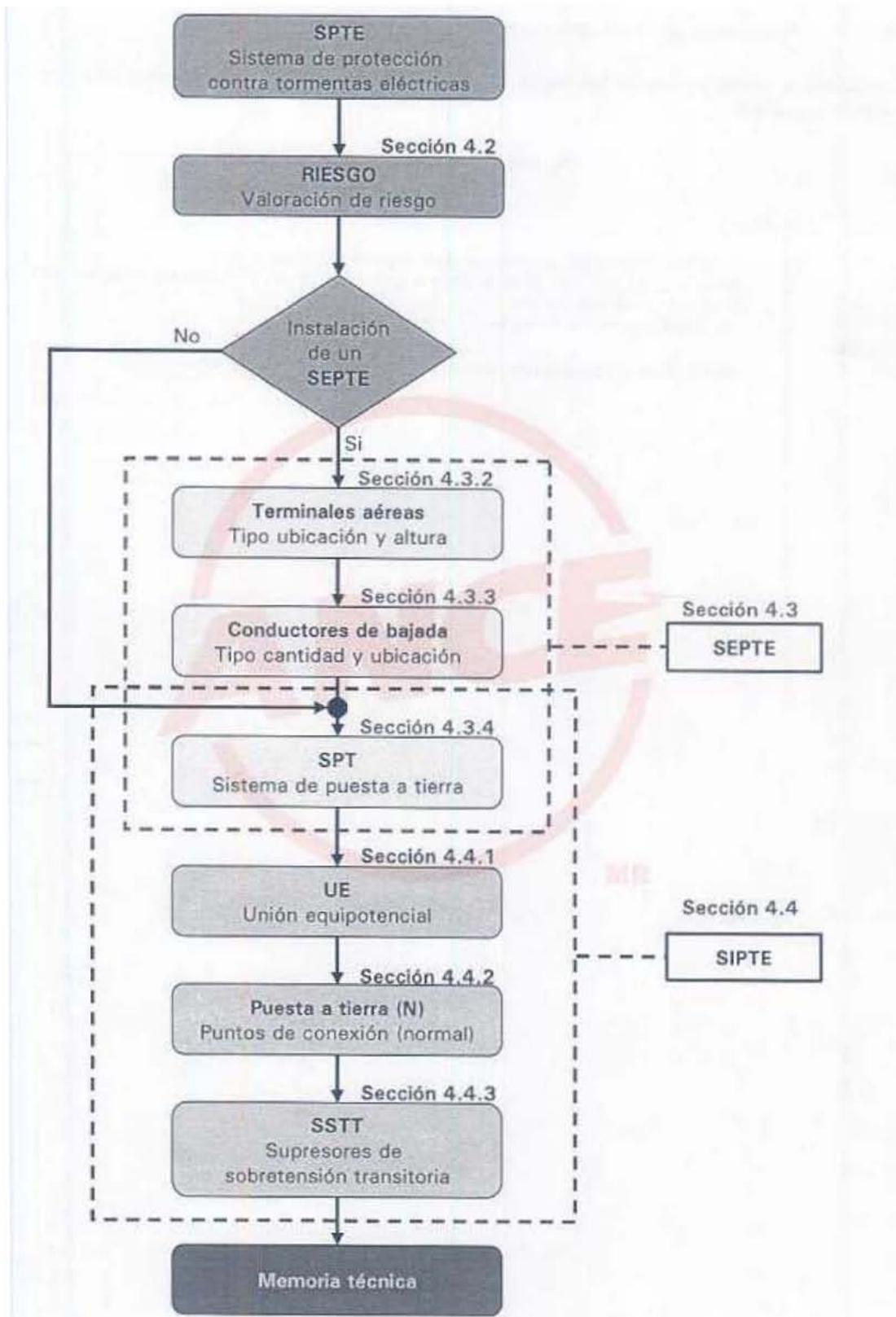


Fig. 6.1. Procedimiento para la aplicación de la norma mexicana

6.2. GUÍA DE SEGURIDAD EN SISTEMAS DE TIERRA PARA SUBESTACIONES DE CA

En el capítulo I se habla de los objetivos principales que deben lograrse en SPT, ahora nos referimos a la Norma IEEE Std 80-2007 respecto al diseño de las mallas de tierra de las subestaciones bajo condiciones normales y de fallas: Seguridad en subestaciones, corrientes tolerables, el suelo como conductor de potenciales peligrosos, criterios de diseños, etc. En la referencia 10.2.2 (IEEE Std 80) podemos consultar el Cálculo de la malla requerida para subestación de potencia cumpliendo con el voltaje de paso y de contacto, (esto ya se estudio en el capítulo I y IV), en esta norma se encuentra el cálculo del calibre mínimo del conductor de la malla para resistir las corrientes de falla.

Todas las mallas de puesta a tierra de la instalación incluyendo las mallas de puesta a tierra de pararrayos, mallas de puesta a tierra de equipos electrónicos, etc. Deben estar interconectadas equipotencialmente entre si. Todas las conexiones por debajo del suelo se deben realizar mediante soldadura exotérmica o conectores certificados para este uso, para las conexiones en los herrajes, carcasas metálicas o bornes de transformadores se recomienda utilizar terminales de compresión de barril largo.

En la Referencia 9.3 ANSI/IEEE Std 80-2007 podemos consultar que el uso de piedra de alta resistividad y con gran distancia de contacto en la capa superior de una subestación permite mallas menos costosas y, resuelve el problema de un potencial de paso o contacto muy elevado. El asfalto también es un material de alta resistividad y se usa alternativamente pero con cuidado, la capa debe ser profunda para que sea efectiva. En caso de obtenerse en subestaciones interiores un potencial de paso o contacto muy elevado, se recomienda una película de plástico entre la malla de tierras y la losa de concreto, para bajar dicho potencial. Cuándo existen corrientes circulantes entre mallas significa que se violó el principio de darle salida a la corriente de falla por transformador. Las mallas de tierra se calculan de acuerdo con la corriente probable de malla que pueda circular por ellas; y esta corriente se presenta por el suelo cuando no existe un retorno franco por un conductor metálico.

6.3. PROBLEMAS NORMATIVOS DETECTADOS EN EL DISEÑO SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

En la mayoría de nuestras empresas eléctricas se han realizado diseños de mallas de tierra, violando varios aspectos importantes:

- No se tiene en cuenta el análisis geológico del terreno como un aspecto importante para decidir la ubicación de la subestación y por consiguiente su malla de tierra.
- Se han realizado diseños de mallas de tierra sin haber medido la resistividad del terreno.
- Solamente establecen como parámetro rector de una malla de tierra el valor de su resistencia a tierra, no se tiene en cuenta las tensiones de paso y contacto que pueden aparecer en la malla cuando circula una corriente de falla a tierra, por lo que no se realizan mediciones de estos parámetros.
- En ocasiones se realizan diseños ineficientes con espaciamientos entre conductores no adecuados, sin tener en cuenta los peligrosos potenciales de paso y contacto que puede ocasionar esto.
- Se realizan diseños de mallas sin tener en cuenta la corriente de cortocircuito a tierra que se presenta en la subestación.

En ocasiones son colocados electrodos verticales tipo varilla a una separación menor que la longitud del electrodo, esto puede traer consigo la aparición de tensiones peligrosas en presencia de corrientes de falla.

6.3.1. SOLUCIONES NORMATIVAS

Para dar solución a todos estos problemas detectados en estas normativas, se puede seguir la siguiente guía para el diseño de puestas a tierra en subestaciones de potencia:

1. Para el dimensionado de la malla de tierra de la subestación se tendrán en cuenta las siguientes prescripciones:
 - a) El dimensionado de la instalación de tierra es función de la intensidad que, en caso de fallo, circula a través de la parte afectada de la instalación de tierra y del tiempo de duración del defecto.
 - b) El dimensionado de las instalaciones se hará de forma que no se produzcan calentamientos que puedan deteriorar sus características o aflojar elementos desmontables.
 - c) Los electrodos y demás elementos metálicos llevarán las protecciones precisas para evitar corrosiones peligrosas durante la vida de la instalación.
 - d) Se tendrán en cuenta las variaciones posibles de las características del suelo en épocas secas y después de haber sufrido corrientes de fallo elevadas.

2. Al proyectar una instalación de puesta a tierra para una subestación, se seguirá el siguiente procedimiento:
 - a. Investigación de las características del suelo.
 - b. Determinación de las corrientes máximas de puesta a tierra y el tiempo máximo correspondiente de eliminación del defecto.
 - c. Diseño preliminar de la instalación de tierra.
 - d. Cálculo de la resistencia del sistema de puesta a tierra.
 - e. Cálculo de las tensiones de paso en el exterior de la instalación.
 - f. Cálculo de las tensiones de paso y contacto en el interior de la instalación.
 - g. Comprobar que las tensiones de paso y contacto calculadas son inferiores a las tensiones de paso y contacto admisibles.
 - h. Investigación de las tensiones transferibles al exterior por tuberías, rieles, vallas, conductores de neutro, blindaje de cables, de señalización y de los puntos especialmente peligrosos, y estudio de formas de eliminación o reducción.
 - i. Corrección y ajuste del diseño inicial estableciendo el definitivo.

Después de construida la instalación de tierra, se harán las comprobaciones y verificaciones precisas in situ, y se efectuarán los cambios necesarios que permitan alcanzar valores de tensión aplicada inferiores o iguales a los máximos admitidos.

6.4. AUDITORÍA DE SISTEMAS DE PROTECCIÓN CONTRA RAYOS EN MEDIA Y ALTA TENSIÓN

Existen subestaciones donde por muchos años, inclusive décadas no son revisadas, algunas fueron diseñadas basadas en viejas normativas, las cuales no concuerdan con los criterios técnicos actuales. A continuación se propone una metodología para auditar y certificar los Sistemas de Protección contra rayos en cualquier subestación de media y alta tensión.

6.4.1. LEVANTAMIENTO Y ANÁLISIS DEL SISTEMA DE PROTECCION CONTRA RAYOS

Para evaluar el Sistema de Protección contra rayos es necesario recopilar una serie de datos que depende del diseño inicial, verificación de planos del diseño original, la importancia que tiene la subestación, la densidad de rayos a tierra del lugar y la exposición a impactos directos de rayos. Para la validación del método de protección aplicado los más ampliamente usados son:

- Método clásico empírico: Se utilizan para determinar el número, posición y altura de los conductores de guarda o mástiles; el método de las curvas empíricas y el método del ángulo el cual utiliza ángulos verticales.
- Modelo electrogeométrico: La norma IEEE Std 998, describe como calcular la impedancia de impulso bajo corona para cada barra con diferente altura y con distinto

tipo de conductor, si la esfera toca algún equipo que se dese proteger el sistema debe ser rediseñado. El método de la esfera rodante ya se discutió en la sección 1.2.3.5.

6.4.2. RECOLECCIÓN DE DATOS

Son requeridos los siguientes datos: Tensión nominal de la subestación, nivel básico de aislamiento de las barras, diámetro y tipo de conductor utilizado en las barras, radio de los conductores, nivel básico de aislamiento del equipamiento, altura de las barras y del equipo existente en la subestación, altura de los mástiles o de la torre, altura de los conductores de guarda, distancias entre los dispositivos de interceptación y los equipos y barras a proteger, separación que existe entre elementos del sistema de protección.

6.4.3. REVISIÓN FÍSICA DE TODOS LOS ELEMENTOS

Se deberán seguir las siguientes recomendaciones:

- Verificar la existencia de bajantes de tierra en las estructuras que contienen terminales de captación o los cables de guarda, de no existir se medirá el espesor de la estructura metálica para contrastar su dimensión con la norma.
- Comprobar que los conductores bajantes estén conectados directa y verticalmente, de tal manera que tengan la menor longitud y el camino más directo a tierra.
- Revisar la integridad física de la malla en forma visual y en puntos en donde se detecte la circulación de la corriente, la calidad de las conexiones, el tipo de material y la corrosión.
- Verificar falsos contactos y corrosión en los conectores; los tipos de conectores que establece la norma IEEE Std 80-2007 a utilizar son: soldadura exotérmica, conectores de presión y otros conectores certificados.
- Verificar que todos los elementos metálicos estén conectados adecuadamente a la malla. De existir diferentes puestas a tierra, verificar que se encuentren

interconectadas a la malla de tierra de subestación garantizando la equipotencialidad de todo el sistema.

- Verificar que la malla este recubierta por una capa de gravilla de elevada resistividad.
- Comprobar que existe conexión física entre la malla de la subestación y la cerca perimetral que la rodea.

6.4.4. LEVANTAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCIÓN

CONTRA SOBRETENSIONES

La inspección y diagnóstico deberá seguir las siguientes recomendaciones:

- Revisar si existe contaminación superficial, el estado de hermeticidad, el grado de oxidación de los diferentes elementos.
- Constatar el calibre y el estado de los conductores: falsos contactos, la calidad de las conexiones y los conectores instalados.
- Revisar el contador de operaciones del Sistema de Protección contra Sobretensiones.
- Comprobar que los Sistemas de Protección contra Sobretensiones se encuentran en las entradas de las líneas de energía y no sirviendo como apoyo.
- Realizar mediciones de resistencia de aislamiento, la corriente de fuga de las resistencias de control o trabajo, la tensión de referencia de corriente directa, la tensión de referencia a frecuencia industrial, la corriente de fuga a tensión nominal, análisis de las armónicas de la corriente de fuga; según el tipo de protección.

6.4.5. MEDICIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS

A continuación se describen los procedimientos de seguridad para realizar cualquier tipo de medición dentro de la subestación:

- Demarcar el área de prueba y advertir al personal que no deben tocar los cables mientras se ejecutan las pruebas.
- Solo personal técnico certificado puede realizar las mediciones.
- Utilizar guantes y zapatos aislantes, gafas protectoras, casco protector, bata u overol con aislamiento, alfombras con elevado nivel de aislamiento o tarimas de madera, vestuario destinado para realizar trabajos eléctricos,
- Utilizar una pinza amperimétrica (amperímetro de gancho) para comprobar la existencia de corriente en los conductores de tierra, bajantes de pararrayos, enlaces equipotenciales, etc. de existir valores elevados de corrientes encontrar el origen de estas antes de continuar con las mediciones.
- Durante tormentas eléctricas se prohíbe realizar cualquier medición.
- De ocurrir alguna tormenta eléctrica repentina sobre el área donde se está realizando la medición, se deberá suspender y desconectar toda conexión.
- Realizar mediciones de corrientes en conductores de tierra.
- Es muy importante verificar las conexiones entre todos los elementos existentes en la subestación, lo cual garantiza la conducción adecuada de corriente hacia la malla en caso de que ocurra alguna falla y la equipotencialidad. Uno de los métodos más recomendados para realizar esta verificación es el “sin estacas” (stakeless), también llamado “pinza” (clamp on), utilizando un amperímetro de gancho, el cual mide la resistencia y continuidad del bucle, no la resistencia de puesta a tierra.
- Realizar la medición de la resistencia de puesta a tierra, los diferentes métodos ya se estudiaron en la sección 3.3. del capítulo III. Las normas establecen que la resistencia

de la malla para subestaciones menores e industriales deberán ser menores o iguales a 5Ω y 1Ω para grandes subestaciones.

- La medición se realizará en la época en la que el terreno está más seco tratando de reproducir las condiciones más desfavorables.
- Realizar la medición de resistividad: La profundidad de los electrodos no debe ser menor de 30cm., realizar mediciones en diferentes direcciones, de norte a sur y de este a oeste; (con la misma separación entre electrodos) y pueden ser promediados. Definir la estructura del terreno (homogéneo, dos capas, multicapas, etc.).
- Medición de tensiones de paso y de contacto, estas no deben superar los valores dados en la tabla 7 y se realizaran en todos los lugares donde pueda preverse algún peligro para el personal como: puertas de acceso, rejillas de ventilación, sitios cercanos a la malla perimetral, junto a los transformadores, vértices de la malla, etc.

Tiempo de despeje de la falla	Máxima tensión de contacto admisible (C.A. Volts rms)
>2 segundos	50
500 ms	80
400 ms	100
300 ms	125
200 ms	200
150 ms	240
100ms	320
40 ms	500

Tabla 7. Valores máximos de tensión de contacto.

.4.6. ANÁLISIS GEOLÓGICO DE LA ZONA DONDE ESTÁ UBICADA LA SUBESTACIÓN

Algunos de los aspectos más importantes del terreno son el PH, clase de suelo, composición química, modelo del suelo, resistividad del terreno, nivel de humedad del suelo, entre otros; (consultar el capítulo III). Este análisis en combinación con los resultados obtenidos en las mediciones permitirá definir el estado del Sistema de Puesta a Tierra y el proyectante deberá definir las medidas de mejoramiento más efectivas.

6.4.7 PROPUESTAS DE SOLUCIONES PARA MEJORAR EL SISTEMA DE PROTECCIÓN INSTALADO

En función de los resultados obtenidos, se decidirá el cambio y la normalización de los mismos. De encontrarse valores elevados de resistencia de puesta a tierra, se dictaran medidas para disminuir su valor, como puede ser: Cambio de conductores corroídos en la malla, aumento del área de la malla, construcción de electrodos profundos, uso de suelos artificiales, etc. Si aparecieran tensiones elevadas se puede disminuir el área de las retículas de la malla, aumentar el área de la malla, recubrir la subestación con una capa de gravilla, limitar el acceso a las áreas de peligro. En el mejor de los casos, cambiar a la tecnología de última generación, diseñada con electroplasma: FaraGauss.

CONCLUSIONES

Un buen Sistema de Tierra tiene que ser diseñado con el objetivo de que los acoplamientos conductivos en la impedancia común de tierra no degraden el funcionamiento del Sistema Eléctrico de Potencia. Existen dos objetivos básicos que deben alcanzarse en el diseño:

- 1.- Minimizar el voltaje de ruido generado por la corriente de dos ó más circuitos que fluyen a través de una impedancia común de tierra.
- 2.- Evitar la formación de bucles de tierra los cuales son susceptibles tanto a campos magnéticos como a diferencias de potencial en la tierra.

La gran cantidad de equipos electrónicos severamente dañados por descargas atmosféricas en casi todas las instalaciones de la industria, (que necesitan ser revisados y examinados con mayor frecuencia en un taller, ocasionando más gastos de presupuesto en mantenimiento); indica que existen algunos criterios y aspectos de diseño y construcción de los Sistemas de Puesta a Tierra de estos equipos. En esta tesis se ha realizado una guía basada en las normas mexicanas y de la IEEE para la verificación del correcto funcionamiento del Sistema de Tierra en subestaciones de mediana y alta tensión, esto aplica para los sistemas convencionales ya instalados y para las nuevas instalaciones con tecnología de punta.

Para realizar una comparación del diseño de un Sistema de Puesta a Tierra convencional con uno de tecnología de punta se realizó el cálculo de la resistencia de puesta a tierra del sistema convencional por el método Dwinght, y el método de Laurent y Niemann: obtuvimos como resultado 1.8Ω , el cual cumple con la norma que debe ser menor o igual a 3Ω y los voltajes de paso y de contacto están dentro de los permisibles; pero, este sistema nos genera bucles, regresando a nuestros equipos sensibles, impulsos electromagnéticos, armónicas, ruido, etc.

El Sistema de Puesta a Tierra de tecnología de punta Faragauss va más allá del simple hecho de enterrar varillas o metales en el suelo, se calcula basándose en la corriente de corto circuito del SEP, de tal forma que la selección de los modelos de los electrodos Faragauss se selecciona con base en ella; el proyectista realizará las adecuaciones correspondientes de acuerdo al tipo de industria o instalación y al presupuesto.

La tecnología y la sociedad son dos grandes conceptos cada día más estrechos y exigentes, la acelerada competitividad compromete altamente la calidad y la seguridad humana en todos los procesos científicos, nuestro objetivo principal es obtener energía eficiente, limpia y segura, siempre con soluciones efectivas y prácticas. Al tener instalado un Sistema de Puesta a Tierra adecuado con tecnología Faragauss, en nuestro SEP obtenemos Energía de Calidad, con ello reducimos drásticamente los costos de mantenimiento correctivo y preventivo en reemplazo y reparación de equipos eléctricos y electrónicos, reducimos sobrecalentamiento y envejecimiento prematuro, reducimos fallas en equipo de cómputo, tenemos menor consumo (ahorro) de energía, mejoramos el F.P. evitamos corrosiones de la estructura de construcción y de tuberías de instalación hidráulica, etc., y lo más importante es que no contaminamos el medio ambiente.

Esto nos motiva a participar y colaborar con seguridad en el manejo de la energía eléctrica para brindar protección a seres humanos, animales y patrimonio. Faragauss representa hoy en día la tecnología de electroplasma, del siglo XXI y en su proceso de mejora continua desarrolla dispositivos y equipos de seguridad operacional para aplicaciones en áreas como la industria, laboratorios, hospitales, hoteles, restaurantes, aeropuertos, terminales de tráfico terrestre y marítimo, etc.

Cuando se suministra energía eléctrica en donde el voltaje de la fuente es estable y sin distorsiones bajo cualquier condición, (aún en presencia de ambientes críticos como tormentas eléctricas o condiciones anormales de operación eléctrica); y se encuentra respaldado por soporte técnico 100% profesional con un sistema de protección a tierra correctamente instalado, se tiene CALIDAD DE ENERGÍA, que es el fin óptimo que se persigue en el suministro de la energía.

BIBLIOGRAFÍA

Análisis de Corto Circuito en Sistemas Eléctricos Industriales

Autor: M. en I. Rodolfo Lorenzo Bautista

Editorial: Mc Graw

Análisis de Sistemas de Potencia

Autor: John J. Graniger; Willian D. Stevenson

Editorial: Mc Graw Hill Latinoamericana, S.A.

Análisis de Sistemas Eléctricos de Potencia

Autor: William D. Stevenson

Editorial: Mc Graw Hill Latinoamericana, S.A.

Diseño de Subestaciones

Autor: José Raúl Martín

Editorial: Representaciones y Servicios de Ingeniería, S.A.

Sistemas de Potencia

Autor: Nasar

Editorial: Mc Graw Hill Latinoamericana, S.A.

Sistemas de Transmisión de Potencia Eléctrica

Autor: Wildi T

Editorial: Limusa

Sistemas de Potencia Análisis y Diseño

Autor: J. Duncan Glover; Mulukutla S. Sarma

Editorial: Thomson

Sistemas Electricos de Potencia
Autor: D.P. Kothari, I.J. Nagrath
Editorial: Mc Graw Hill

Norma Técnica Sistemas Faragauss System
Autor: Dr.Fernando Maldonado López

Normas NMX-J549-ANCE-2005
Asociación de normalización y certificación A.C.

(Green Book) Libro verde
Grounding of Industrial and Commercial Power Systems
IEEE Std 80-2007

Direcciones electrónicas:

- http://rapidshare.com/files/264086167/IEEE_Std_142-2007_GREEN_BOOK.pdf
- <http://www.aemc.com/products/Spanish%20PDFs/2135.02-SP.pdf>