



**TECNOLÓGICO NACIONAL DE MÉXICO**  
**INSTITUTO TECNOLÓGICO DE TUXTLA GUTIÉRREZ**

**INGENIERIA ELÉCTRICA**  
**REPORTE TECNICO DE RESIDENCIA PROFESIONAL**

**NOMBRE DEL PROYECTO:**

“ANALISIS DE INCIDENCIAS POR DESCARGAS ATMOSFERICAS EN LINEAS  
AEREAS DE 115 KV, SUBESTACION VILLAFLORES”

**PRESENTA:**

MARIANO URBANO GUTIERREZ

**ASESOR INTERNO:**

ING. ALONSO JUAREZ ONTIVEROS

**ASESOR EXTERNO:**

ING. ANGEL GABRIEL BUSTILLOS NUCAMENDI

**TUXTLA GUTIÉRREZ, CHIAPAS**

**JUNIO DEL 2018**

## **DEDICATORIA**

A mis Padres y a toda mi familia por su apoyo incondicional

## **AGRADECIMIENTO**

Por regalarme la vida, por dejarme vivirla a plenitud, por estar siempre presente a mis padres **TEOFILO-ROSARIO**

Por cuidarme por quererme por cada día de atención y cariño y por su apoyo incondicional a mí esposa **ESTHER** y a mis hijos **ITZEL DEL ROSARIO- MARIANO FABRICIO**

Por soportarme en las buenas y en las malas por regalarme estos valiosos conocimientos y por qué gracias a ellos la universidad a sido más fácil

**CFE ZONA TUXTLA UTEC-SUTERM SECCION 30 TUXTLA.**

A los que de una forma u otra me han brindado su apoyo y ayuda, para la realización de este trabajo

**¡G R A C I A S!**

# INDICE

1. Introducción. ....	5
1.1 Antecedentes. ....	5
1.2 Estado del Arte. ....	6
1.3 Justificación.....	8
1.4 Objetivos. ....	11
1.4.1 Objetivo general. ....	11
1.4.2 Objetivo específico.....	11
1.5 Metodología (diagrama de bloques).....	12
2. Fundamento Teórico. ....	13
2.1. Historia De La Comisión Federal De Electricidad.....	13
2.2 Sistema de Potencia.....	16
2.2.1 Sistema de Transmisión. ....	17
2.4 Tormentas eléctricas.....	20
2.4.1 Descargas Eléctricas.....	22
2.4.2 Efectos De Las Descargas Eléctricas. ....	24
Tipos De Impactos Por Descargas Atmosféricas. ....	26
2.5 Sistema de Tierra.....	29
2.5.1 Sistema De Varilla "CooperWeld" ....	31
2.5.2 Sistema De Plancha.....	32
2.5.3 Sistema De Red O Malla.....	32
2.5.4 Sistema de Disco ....	33
2.5.5 Sistema De Esfera ....	33
2.6 Medición Del Sistema De Tierra.....	34
2.6.1. Medición de la Resistividad del Subsuelo y Resistencia Eléctrica de la Red de Puesta a Tierra en Líneas de Transmisión Aéreas en Operación. ....	36

2.6.2 Medición De La Resistencia De La Red De Puesta A Tierra Para Líneas De Transmisión Aéreas En Operación.....	37
2.6.3 Factores Que Modifican La Resistividad Del Suelo. ....	38
2.7 Equipos De Medición De Sistemas De Tierra.....	39
2.8 Mantenimiento de las Redes de Tierra Convencionales.....	41
2.9 Salidas De La Línea .....	42
2.9.1 Salidas por fallas de apantallamiento .....	42
2.9.2 Tasa de salida por descargas retroactivas (Back Flash Over). ....	45
2.9.3 Tasa de salida en circuitos sin cables de guarda. ....	45
3. Desarrollo.....	46
3.1 Historia de las subestaciones a interconectarse.....	48
3.1.2 Historia de la subestación Villaflores.....	48
3.1.3 historia de la subestación Independencia. ....	49
3.2 Tipos de suelos en Chiapas para el sistema de puesta a tierra.....	50
3.3 Implementación De Sistemas De Tierra a pie de estructuras a las Líneas De Su transmisión IPD-VFD. ....	53
3.3.1 Sistema De Malla En Torre De Subtransmision. ....	53
3.4 objetivo del sistema de puesta a tierra de mallas en la línea de subtransmision IPD-VFD. ...	55
3.4.1 Utilización Del Sistema Mallado Para Puesta A Tierra. ....	55
3.5 Resistencia de puesta a tierra. ....	59
3.6 Seguridad Hacia El Personal. ....	65
3.6.1. Tensión de contacto.....	66
3.6.2 Tensión de paso.....	68
Conclusiones. ....	77
Abreviaturas. ....	78
Índice De Figuras. ....	79
Referencias Bibliográficas. ....	81

## 1. Introducción.

### 1.1 Antecedentes.

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) es una empresa del gobierno Mexicano que genera, transmite, distribuye y comercializa energía eléctrica para más de 35.5 millones de clientes, lo que representa a más de 100 millones de habitantes, está compuesta de 211 Centrales generadora, con una capacidad de 52,862 Megawatts (MW). Para conducir la electricidad desde las Centrales de generación hasta el domicilio de cada uno de los clientes, la C.F.E.

La energía eléctrica se ha vuelto primordial en nuestra sociedad actual, ya que, en las actividades diarias de las personas, estas implican la electricidad para su uso en cualquier aparato o lugar. Por estos motivos si deben tener muy en cuenta que los elementos que conforman el Sistema Eléctrico de Potencia Nacional (SEP) deben ser cada vez de mayor calidad y veracidad, para de esta forma poder evitar los percances.

Las personas suelen hacer uso de la energía eléctrica en aparatos electrodomésticos o maquinas a diario, esto sin tener en cuenta el proceso y trabajo que lleva el generar, transmitir, distribuir y hasta consumir esa energía. En los últimos años los avances tecnológicos han sido sobresalientes, sin embargo, en el campo de la energía eléctrica no se han logrado y no se contemplan cambios tecnológicos sustanciales en el corto plazo.

El problema que se presenta son los voltajes inducidos por descargas atmosféricas en el estado de Chiapas pueden ser una de las principales causas de sobretensiones y posterior salida de los sistemas eléctricos o LST. Estos voltajes afectan los sistemas de transmisión y subtransmision incrementando los problemas de perturbaciones en los sistemas de potencia, basados en los registros estadísticos de la operación del SEN (Sistema Eléctrico Nacional en la Zona de Distribución Tuxtla.

Derivados de supervisiones anteriores se ha observado interrupciones transitorias y francas en la zona Villaflores en líneas de media tensión y subtransmision por las descargas atmosféricas que han ocasionado problemas en la continuidad de la LST. Se considera el sistema de tierra de las líneas de subtransmisión como un factor muy importante para la

protección y disminución de fallas, estos problemas han venido repercutiendo en costos de supervisiones, elevadas para la empresa en tiempo hombre y combustibles, así como también las interrupciones por tasa de salida afectando a los consumidores.

## 1.2 Estado del Arte.

Equipo de puesta a tierra en líneas de transmisión para limitar las sobretensiones por rayo y mejorar la confiabilidad principalmente para descargas atmosféricas para mayor protección, la importancia principal radica en la de proteger la vida humana y el suministro de energía eléctrica. Minimizar las salidas de líneas debidas a la descargas atmosféricas, ya que como se puede observar que por hilos de guarda con baja resistencia de tierra en zonas de alto nivel ceraunico.[1] **[Equipo de puesta a tierra para líneas de transmisión México, D.F 2012, Instituto Politécnico Nacional, C. Jonathan Aguirre Cazares, C. Sergio Céspedes Segura.]**

Teoría acerca de las descargas atmosféricas, se menciona lo referente a su formación y algunas de sus características. También se explica la formulación de Chowdhuri para el cálculo de la tasa de salida por sobretensiones inducidas, encontramos también el planteamiento de los casos a simular y posteriormente los resultados arrojados por cada uno de los casos con sus respectivos análisis, esto es tanto para un solo conductor de fase como para multiconductores. Para culminar contiene las conclusiones y recomendaciones surgidas de este trabajo, aquí se sintetiza el valor de este trabajo y de igual manera intenta orientar a futuros trabajos que puedan basarse en este proyecto.[2]**[Incidencia De Las Descargas Atmosféricas En Líneas Aéreas De Media Tensión Sobre Los 3800 Msnm, Iván Turco Aliaga, Ivanturco@Gmail.Com, Ingeniero Electricista, Facultad De Ingeniería Eléctrica Y Electrónica Universidad Nacional Del Centro Del Perú]**.

Los Sistemas eléctricos de Transmisión están sometidos a diversos fenómenos (contingencias) que producen distintos tipos de fallas (perturbaciones) eléctricas. Entre los fenómenos físicos causantes de una falla eléctrica, podemos mencionar: viento, incendio de campo, la caída de una torre, Maniobras, Descargas atmosféricas, etc. Estos fenómenos

pueden originar diversos tipos de fallas como por ejemplo: falla monofásica, falla bifásica, falla trifásica, sobretensión etc. [3] **Sistema Experto En Análisis De Fallas En Líneas Eléctricas De Transmisión Degl'innocenti, A, Salcedo, J.1, Hollman, E., Britos, P2, García-Martínez, R. 2y Rossi, B. Centro De Ingeniería Del Software E Ingeniería Del Conocimiento (Capis). Itba**

El 20% de las líneas de transmisión que pertenecen al grupo empresarial ISA presentan una serie de salidas de funcionamiento, algunas de las causas aún no se encuentran establecidas y muchas otras son atribuidas a descargas eléctricas atmosféricas, pues Colombia presenta una de las mayores actividades de rayos del planeta por estar situada en una zona de confluencia intertropical.[4][**Análisis De Fallas En Las Líneas De Transmisión Del Grupo Empresarial Isa, Universidad Tecnológica De Pereira Facultad De Ingenierías Eléctrica, Electrónica, Física Y Ciencias De La Computación Prorama De Ingeniería Eléctrica Pereira, 2008 Juliana Peña García.**]

En plantas generadoras y en subestaciones se requieren sistemas de puesta a tierra (SPT) espaciosos, con configuraciones complejas como parte del sistema de protección contra rayos. Las corrientes provocadas por una descarga atmosférica pueden causar altas tensiones en los cables de señales ubicados cerca de los SPT. Estas tensiones transitorias pueden causar falsas señales, las cuales provocan un mal funcionamiento de la instrumentación electrónica. [5] [**Modelación de sistemas de puesta a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias, Energética vol.35 no.3 La Habana sep.-dic. 2014, MSc. Yandi Gallego Landera, Dr. Ángel Valcárcel Rojas, MSc. Alberto Limonte Ruiz, Lic. Adis Perla Mariño Rivero**]

### 1.3 Justificación.

Teniendo como base la nomenclatura en la línea de subtransmisión (LST) OCZ-73490-LGZ cuenta con 123 estructuras las cuales de ellas 18 son de tipo TAR (torres de acero de retenida) y 105 del tipo TAS (torres de acero autosoportadas). Con la oficina de líneas de subtransmisión se puede obtener el registro de todas las fallas que se han originado en la línea mediante los sistemas SIMOCE (Sistema de Monitoreo y Control de Energía) y SIAD (Sistema Integral de Administración Distribución) donde se hacen los registros de fallas y continuidad de energía.

Con base a esta información de la LST OCZ-73490-LGZ y LGZ-73L00-VFD se promueven acciones para identificar la zona más vulnerable y las estructuras que han presentado fallas sucesivamente. Se determinó que de la estructura número 76 a la estructura número 87 es la zona más vulnerable ya que se ha presentado descargas atmosféricas en cada una de esas estructuras.

La conexión de la subestación Villaflores, cuenta actualmente con una configuración y operación radial con 313 estructuras que parte de la subestación, OCZ y pasando por la subestación La Garza con una distancia de 69 km, las líneas son: LST OCZ-73490-LGZ y LGZ-73L00-VFD.

Teniendo como desventajas al presentarse una falla franca o transitoria, el tiempo de desconexión a los usuarios de la subestación VFD ocasionado pérdidas en consumo de potencia, a si también la desconexión de servicios importantes conectados en media tensión, caso el que se encuentra un hospital en el municipio de Villaflores el cual cuenta con planta de emergencia, pero no se puede autoabastecer durante periodos largos debido al consumo de combustible, a los equipos y emergencias que se presenten en el hospital.

Este sistema radial contempla el tener que seccionar la falla dejando a otros usuarios sin suministro, debido al mantenimiento y maniobra que se tenga que realizar en el tramo afectado a librar por la falla sea franca o transitoria.

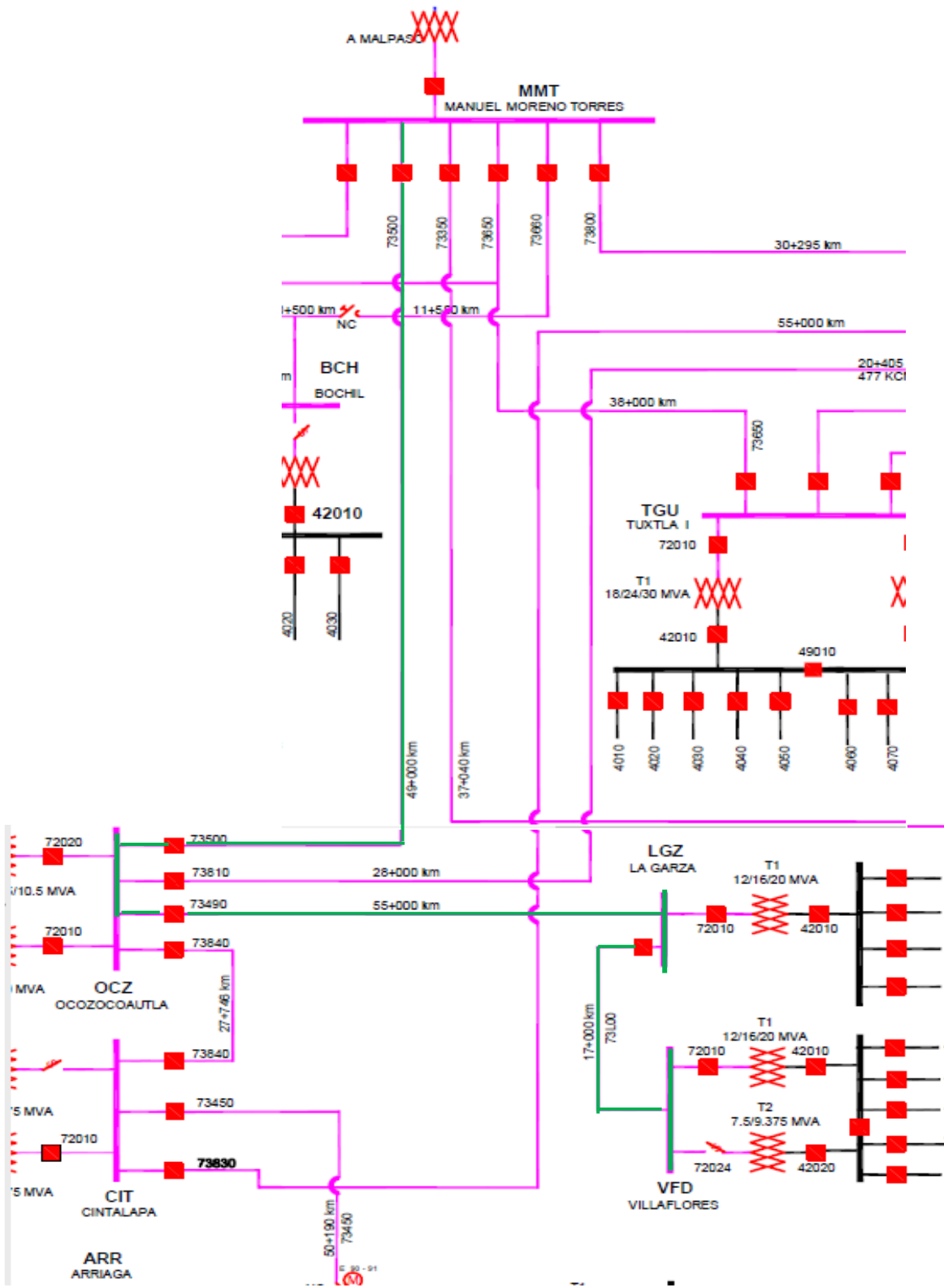
Se hacer el diseño de la conexión en anillo para subestación Villaflores para el mejoramiento de la continuidad del servicio y minimizar los tiempos de desconexión.



Diseñando un nuevo circuito de la subestación Independencia de las LST IPD-73530-VFD que tiene 48.8 kms. Aproximados tomando la conexión de la subestación de Independencia hacia la subestación Villaflores (VFD).

Al implementar este diseño se asegura la continuidad del suministro de energía disminuyendo perdidas económicas a la empresa suministradora de energía, en caso de contingencia se respalda con la conexión con la subestación IPD para realizar las maniobras o mantenimientos por fallas ocasionas en la LST LGZ-VFD. Si tener que desconectar a los usuarios o afectar a terceros por mantenimiento o restablecimiento de la continuidad.

El tramo donde se hace el diseño se encuentra en mayor parte zonas bajas lo que hace mayor eficiente el ordenamiento de las estructuras, la supervisión de la LST cuando se presente alguna contingencia, el poder maniobrar e incorporar de trabajadores al área para trabajos de rutina y/o mantenimiento.



Representación Del Diagrama Unifilar LGZ-IPD.

## **1.4 Objetivos.**

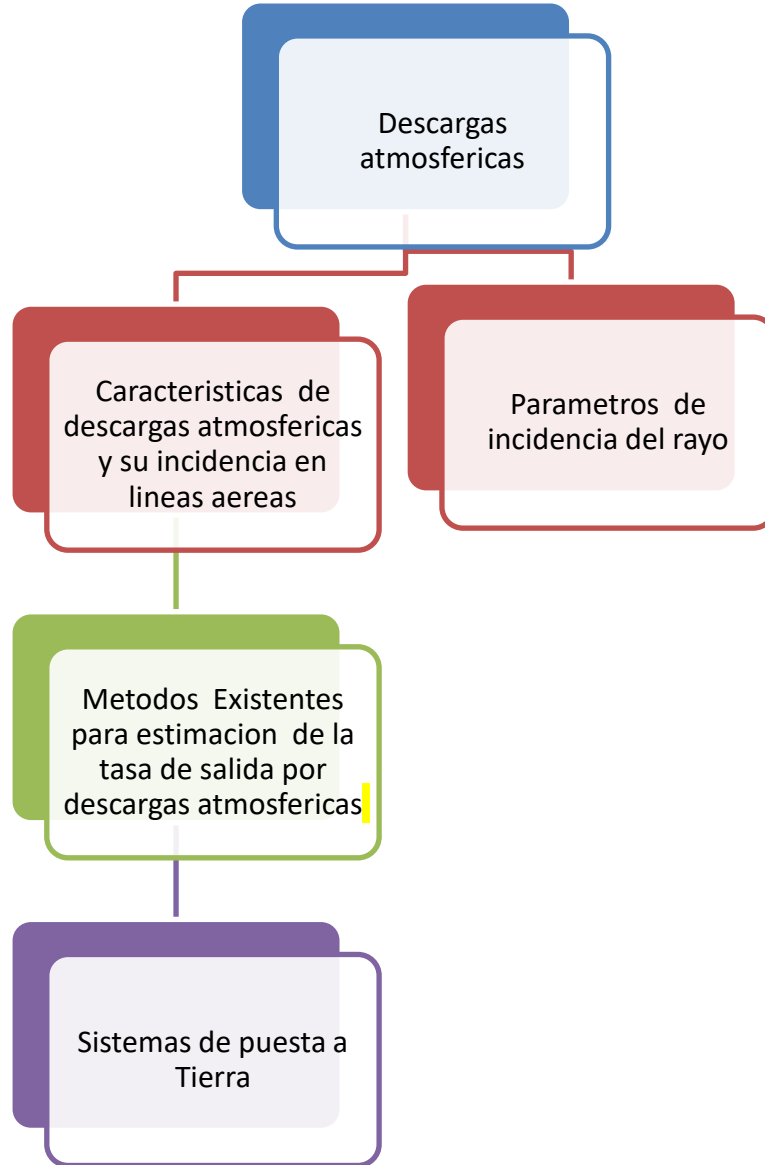
### **1.4.1 Objetivo general.**

Reducir fallas francas o transitorias de las descargas atmosféricas, subestación Villaflores

### **1.4.2 Objetivo específico.**

- Analizar los tipos de descargas atmosféricas, y sus parámetros de incidencias en líneas aéreas de 115 KV.
- Estimar la magnitud y la tasa de salida por sobretensiones.
- Verificar el lugar donde se realizara el proyecto.

### 1.5 Metodología (diagrama de bloques).



## 2. Fundamento Teórico.

### 2.1. Historia De La Comisión Federal De Electricidad

La generación de energía eléctrica inicio en México a fines del siglo XIX. La primera planta generadora que se instaló en el país (1879) estuvo en León, Guanajuato, y era utilizada por la fábrica textil “la americana”. Casi inmediatamente se extendió esta forma de generar electricidad dentro de la producción minera y, marginalmente, para la iluminación residencial y pública. En 1889 operaba la primera planta hidroeléctrica en Batopilas (Chihuahua) y extendió sus redes de distribución hacia mercados urbanos y comerciales donde la población era de mayor capacidad económica.

No obstante, durante el régimen de Porfirio Díaz se otorgó al sector eléctrico el carácter de servicio público, colocándose las primeras 40 lámparas “de arco” en la Plaza de la Constitución, cien más en la Alameda Central y comenzó la iluminación de la entonces calle de Reforma y de algunas otras vías de la Ciudad de México. Algunas compañías internacionales con gran capacidad vinieron a crear filiales, como The Mexican Light and Power Company, de origen canadiense, en el centro del país., el consorcio The American and Foreign Power Company, con tres sistemas interconectados en el norte de México, y la compañía eléctrica de Chapala, en el occidente.

A inicios del siglo XX México contaba con una capacidad de 31 MW, propiedad de empresas privadas. Para 1910 eran 50 MW, de los cuales 80% los generaba The Mexican Light and Power Company, con el primer gran proyecto hidroeléctrico: la planta Necaxa, en Puebla. Las tres compañías eléctricas tenían las concesiones e instalaciones de la mayor parte de las pequeñas plantas que sólo funcionaban en sus regiones.

En ese periodo se dio el primer esfuerzo para ordenar la industria eléctrica con la creación de la Comisión Nacional para el Fomento y Control de la industria de Generación y Fuerza, conocida posteriormente como Comisión Nacional de Fuerza Motriz. Fue el 2 de diciembre de 1933 cuando se decretó que la generación y distribución de electricidad son actividades de utilidad pública.

En 1937 México tenía 18.3 millones de habitantes, de los cuales únicamente siete millones contaban con electricidad, proporcionada con serias dificultades por tres empresas privadas.

En ese momento las interrupciones de luz eran constantes y las tarifas muy elevadas, debido a que esas empresas se enfocaban a los mercados urbanos más redituables, sin contemplar a las poblaciones rurales, donde habitaba más de 62% de la población. La capacidad instalada de generación eléctrica en el país era de 629.0 MW.

Para dar respuesta a esa situación que no permitía el desarrollo del país, el gobierno federal creó, el 14 de agosto de 1937, la Comisión Federal de Electricidad (CFE), que tendría por objeto organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener con un costo mínimo, el mayor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales. (Ley promulgada en la Ciudad de Mérida, Yucatán el 14 de agosto de 1937 y publicada en el Diario Oficial de la Federación el 24 de agosto de 1937.

La CFE comenzó a construir plantas generadoras y ampliar las redes de transmisión y distribución, beneficiando a más mexicanos al posibilitar el bombeo de agua de riego y la molienda, así como mayor alumbrado público y electrificación de comunidades. Los primeros proyectos de generación de energía eléctrica de CFE se realizaron en Teloloapan (Guerrero), Pátzcuaro (Michoacán), Suchiate y Xia (Oaxaca), y Ures y Altar (Sonora).

El primer gran proyecto hidroeléctrico se inició en 1938 con la construcción de los canales, caminos y carreteras de lo que después se convirtió en el Sistema Hidroeléctrico Ixtapantongo, en el Estado de México, que posteriormente fue nombrado Sistema Hidroeléctrico Miguel Alemán. En 1938 CFE tenía apenas una capacidad de 64 kW, misma que, en ocho años, aumentó hasta alcanzar 45,594 kW. Entonces, las compañías privadas dejaron de invertir y CFE se vio obligada a generar energía para que éstas la distribuyeran en sus redes, mediante la reventa.

Hacia 1960 la CFE aportaba ya el 54% de los 2,308 MW de capacidad instalada, la empresa Mexican Light el 25%, la American and Foreign el 12%, y el resto de las compañías 9%. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos de generación y electrificación, para esas fechas apenas 44% de la población contaba con electricidad. Por eso el presidente Adolfo López Mateos decidió nacionalizar la industria eléctrica, el 27 de septiembre de 1960.

A partir de entonces se comenzó a integrar el Sistema Eléctrico Nacional, extendiendo la cobertura del suministro y acelerando la industrialización. El Estado mexicano adquirió los bienes e instalaciones de las compañías privadas, las cuales operaban con serias deficiencias por la falta de inversión y los problemas laborales. Para 1961 la capacidad total instalada en el país ascendía a 3,250 MW. CFE vendía 25% de la energía que producía y su participación en la propiedad de centrales generadoras de electricidad pasó de cero a 54%.

En esa década la inversión pública se destinó en más de 50% a obras de infraestructura. Se construyeron importantes centros generadores, entre ellos los de Infiernillo y Temascal, y se instalaron otras plantas generadoras alcanzando, en 1971, una capacidad instalada de 7,874 MW. Al finalizar esa década se superó el reto de sostener el ritmo de crecimiento al instalarse, entre 1970 y 1980, centrales generadoras que dieron una capacidad instalada de 17,360 MW.

Cabe mencionar que en los inicios de la industria eléctrica mexicana operaban varios sistemas aislados, con características técnicas diferentes, llegando a coexistir casi 30 voltajes de distribución, siete de alta tensión para líneas de transmisión y dos frecuencias eléctricas de 50 y 60 Hertz. Esta situación dificultaba el suministro de electricidad, por lo que CFE definió y unificó los criterios técnicos y económicos del Sistema Eléctrico Nacional, normalizando los voltajes de operación, con la finalidad de estandarizar los equipos, reducir sus costos y los tiempos de fabricación, almacenaje e inventariado.

Posteriormente se unificaron las frecuencias a 60 Hertz y CFE integró los sistemas de transmisión en el Sistema Interconectado Nacional. En los años 80 el crecimiento de la infraestructura eléctrica fue menor que en la década anterior, principalmente por la disminución en la asignación de recursos a la CFE. No obstante, en 1991 la capacidad instalada ascendió a 26,797 MW.

A inicios del año 2000 se tenía ya una capacidad instalada de generación de 35,385 MW, cobertura del servicio eléctrico del 94.70% a nivel nacional, una red de transmisión y distribución de 614,653 kms, lo que equivale a más de 15 vueltas completas a la Tierra y más de 18.6 millones de usuarios, incorporando casi un millón cada año.

## 2.2 Sistema de Potencia.

El sistema eléctrico de potencia es un conjunto de elementos que tiene como fin generar, transformar, transmitir, distribuir y consumir la energía eléctrica de tal forma que se logre la mayor calidad al menor costo posible. Un sistema eléctrico de potencia consta de plantas generadoras que producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de transmisión y de distribución para transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo, así como el equipo adicional necesario para lograr que el suministro de energía se realice con las características de continuidad de servicio, regulación de tensión y control de frecuencia requeridas.

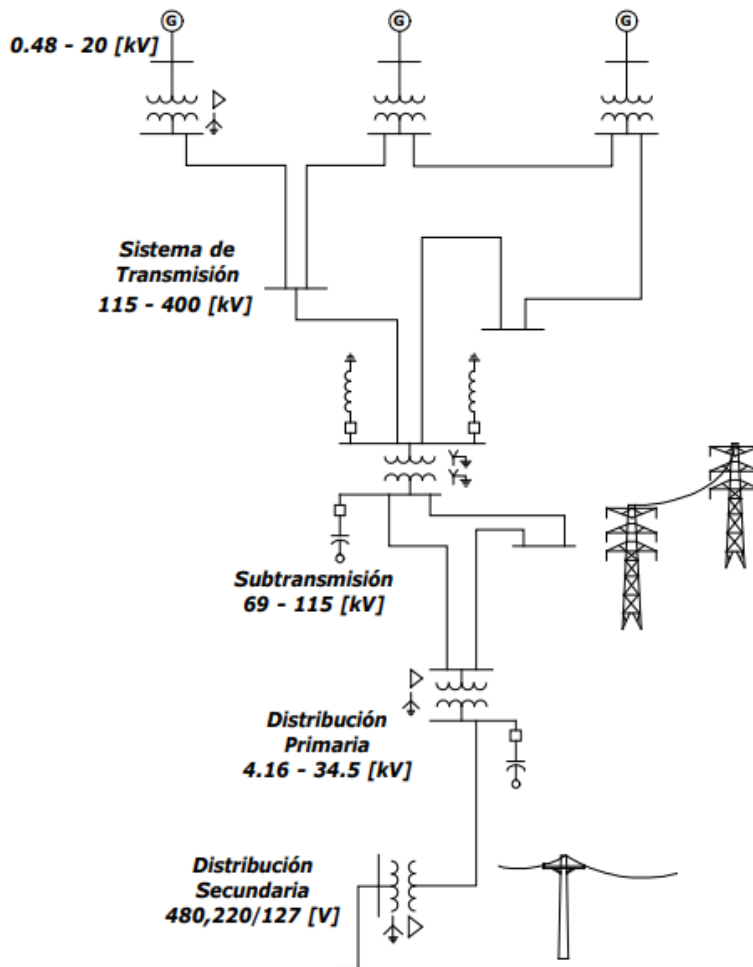


FIG. 1 DIAGRAMA DE POTENCIA.





FIG. 2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL

### 2.2.1 Sistema de Transmisión.

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

Para ello, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, elevándose su nivel de tensión. Esto se hace considerando que para un determinado nivel de potencia a transmitir, al elevar la tensión se reduce la corriente que circulará, reduciéndose las pérdidas por Efecto Joule. Con este fin se remplazan subestaciones elevadoras en las cuales dicha transformación se efectúa empleando transformadores, o bien autotransformadores.

De esta manera, una red de transmisión emplea usualmente voltajes del orden de 220 KV y superiores, denominados alta tensión, de 400 KV.

Una línea de transporte de energía eléctrica o línea de alta tensión es básicamente el medio físico mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el elemento conductor, usualmente cables de acero, cobre o aluminio, como por sus elementos de soporte, las torres de alta tensión. Generalmente se dice que los conductores “tienen vida propia” debido a que están sujetos a tracciones causadas por la combinación de agentes como el viento, la temperatura del conductor, la temperatura del viento, etc.

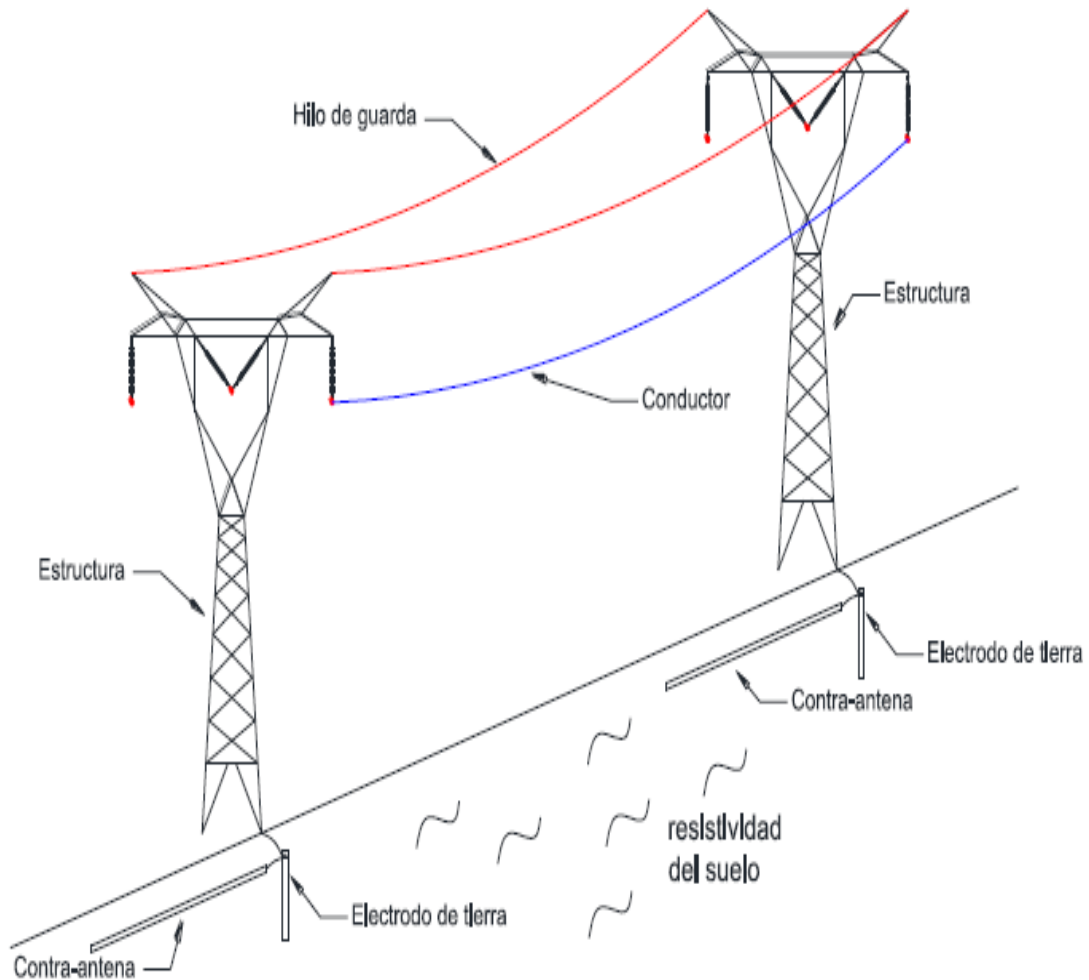


FIG. 3 SISTEMA DE SUBTRANSMISION

Existen una gran variedad de torres de transmisión como son conocidas, entre ellas las más importantes y más usadas son Tas y tar, la cual debe ser mucho más fuertes para soportar las grandes tracciones generadas por los elementos antes mencionados, usadas generalmente cuando es necesario dar un giro con un ángulo determinado para cruzar carreteras, evitar obstáculos, así como también cuando es necesario elevar la línea para subir un cerro o pasar por debajo/encima de una línea existente.

Existen también las llamadas torres de suspensión, las cuales no deben soportar peso alguno más que el del propio conductor. Este tipo de torres son usadas para llevar al conductor de un sitio a otro, tomando en cuenta que sea una línea recta, que no se encuentren cruces de líneas u obstáculos.

La capacidad de la línea de transmisión afecta al tamaño de estas estructuras principales. Por ejemplo, la estructura de la torre varía directamente según el voltaje requerido y la capacidad de la línea. Las torres pueden ser postes simples de madera para las líneas de transmisión pequeñas hasta 46 kilovoltios (KV). Se emplean estructuras de postes de madera en forma de H, para las líneas de 69 a 231 KV. Se utilizan estructuras de acero independientes, de circuito simple, para las líneas de 161 KV o más. Es posible tener líneas de transmisión de hasta 1.000 KV.

Al estar estas formadas por estructuras hechas de perfiles de acero, como medio de sustentación del conductor se emplean aisladores de disco o aisladores poliméricos y herrajes para soportarlos.

El nivel cerámico está definido como el número de días del año en los cuales se escucha, por lo menos, un trueno en el lugar de observación.

Los niveles cerámicos se suelen llevar a mapas isocerámicos, es decir, a mapas con curvas de igual nivel cerámico.

La comparación del mapa isocerámico de Colombia con el de Europa y aún el de EE.UU. Muestra la magnitud que este problema tiene para nosotros.

El número de descargas a una línea para un nivel isocerámico dado, no es conocido actualmente con mucha certeza. El problema es de naturaleza estadística, por lo tanto los métodos aquí expuestos, en los cuales este número se encuentra determinada, dan solo una aproximación al valor medio de la distribución.

Se parte de considerar una densidad de descargas (número de descargas / Km<sup>2</sup>) uniforme para una región con nivel cerámico constante. A partir de esta densidad, se determina el número de esas descargas interceptado por la línea.

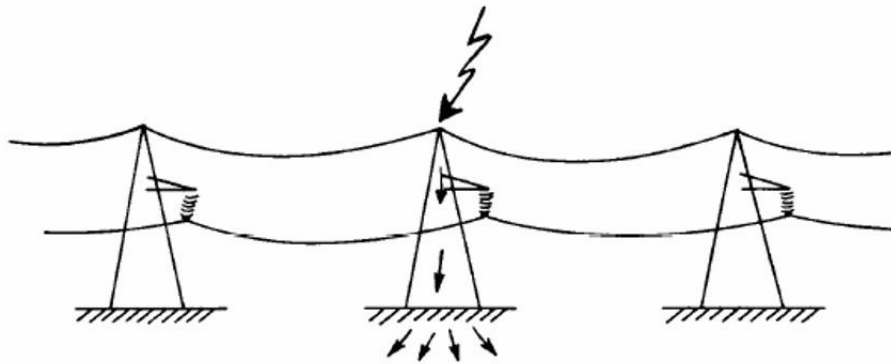


FIG. 4 DESCARGA SOBRE HILO DE GUARDA

## 2.4 Tormentas eléctricas.

Las tormentas eléctricas son descargas bruscas de electricidad atmosférica que se manifiestan por un resplandor breve (rayo). El rayo es una descarga electrostática que resulta de la acumulación de cargas positivas y negativas dentro de una nube de tormenta. Cuando las cargas adquieren la fuerza suficiente, aparecen los rayos. Una tormenta eléctrica se forma por una combinación de humedad, entre el aire caliente que sube con rapidez y una fuerza capaz de levantar a éste, como un frente frío, una brisa marina o una montaña.



**FIG. 5 DESCARGAS ATMOSFERICAS**

La dependencia que el ser humano tiene con el clima es obvia, ya que éste tiene serias consecuencias en todas nuestras actividades, desde un buen clima para las labores agrícolas hasta condiciones de desastre para las personas y propiedades.

El rayo, o más técnicamente, la descarga eléctrica atmosférica a tierra, es una condición especial del clima que ha sido objeto, desde tiempos remotos, de fascinación y miedo.

En el planeta tierra, ocurren un promedio de 100 descargas atmosféricas cada segundo, por lo que se producen alrededor de 8 millones de actividades al día. De acuerdo a teorías generalmente aceptadas, los rayos juegan un papel importante en un intento de la naturaleza por mantener un balance dinámico entre las cargas de las capas superiores de la atmósfera y la superficie terrestre.

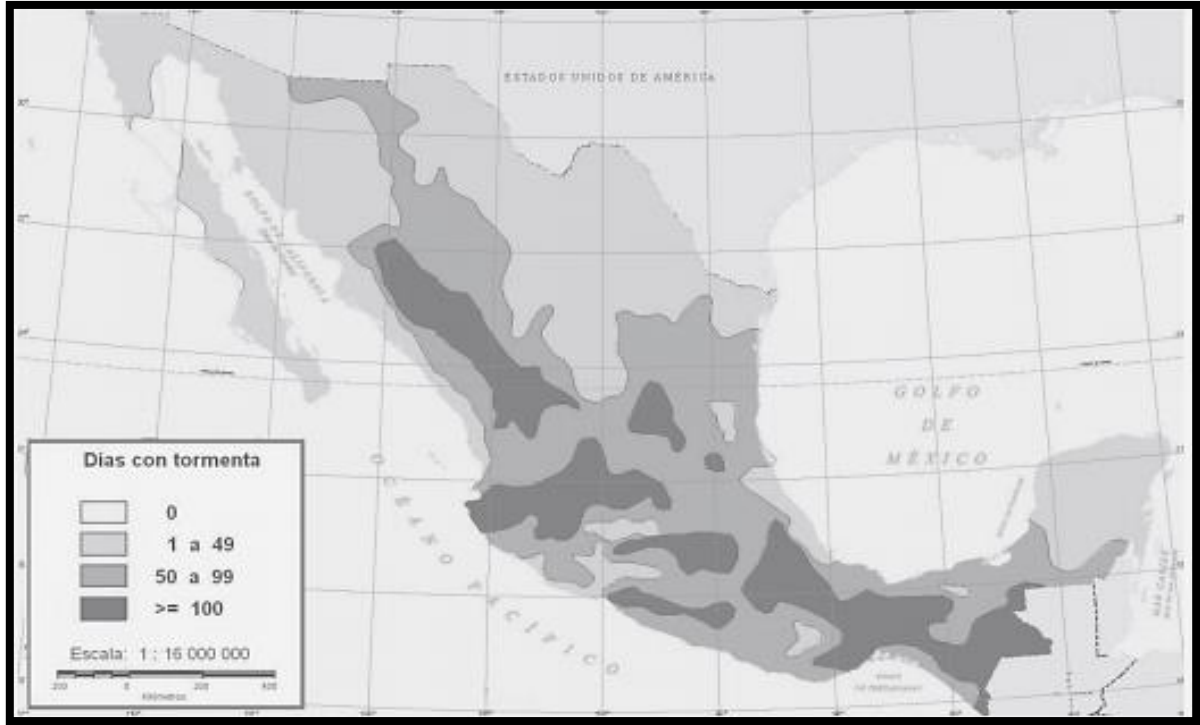


FIG. 6 DIAS CON TORMENTA EN EL PAIS

## 2.4.1 Descargas Eléctricas.

### Características de la descarga eléctrica

Al impactar la descarga “de retorno” la línea de transmisión, produce corrientes altísimas que aumentan en unos pocos microsegundos. Se presentan corrientes pico entre 20 y 200 kA, aunque estas últimas son muy raras. La probabilidad de que se produzca una descarga mayor o igual a una determinada magnitud de corriente, se puede obtener de la figura 2. Aproximadamente el 90% de las descargas llevan carga negativa al sistema.

Para el comportamiento del sistema ante la descarga, es importante el aumento de la corriente proveniente del rayo. Se suele suponer en los cálculos, que la corriente aumenta linealmente desde cero hasta el valor pico en forma de rampa, con un determinado tiempo de duración (tiempo de frente, de cresta), que se estabiliza un instante en el valor pico y luego decrece más lentamente hasta volver a cero.

Tipo de impacto que pueden presentar en una descarga Atmosféricas, las descargas atmosféricas se clasifican según el sitio donde inciden.

Impacto a tierra

Impacto a conductor de guarda y/o estructura (postes o torres),

Impacto a conductor de fase

Tiempo de frente

Angulo de incidencia.

Los parámetros de las descargas en las líneas son

Altura de la línea

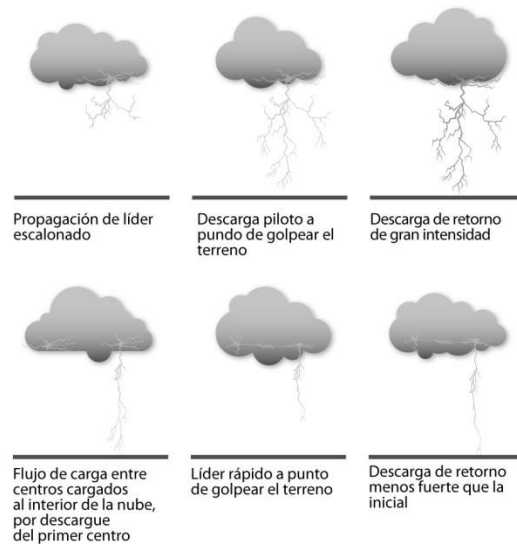
Altura de la nube

Distancia del punto de incidencia del rayo línea

La amplitud de la corriente

El frente de onda de la descarga de retorno

La velocidad de la descarga de retorno.



EVOLUCIÓN DE LA DESCARGA ATMOSFÉRICA

FIG. 7 FORMACION DE LA DESCARGA ATMOSFERICA

#### 2.4.2 Efectos De Las Descargas Eléctricas.

La corriente de rayo es una corriente eléctrica de alta frecuencia, del orden de 1 MHz. Además de los efectos de inducción y de sobretensiones importantes, provoca los mismos efectos que toda corriente de alta frecuencia cuando circula por un conductor.

- **Efectos térmicos.**

Fusión en los puntos de impacto del rayo y efecto Joule debido a la circulación de corriente, pudiendo provocar incendios.

- **Efectos electrodinámicos.**

Las corrientes de rayo circulan por los conductores paralelos creando unas fuerzas de atracción o repulsión entre los cables y provocando roturas o deformaciones mecánicas (cables aplastados).

- **Efectos de deflagración.**

El canal de rayo provoca una dilatación del aire y una compresión hasta unos 10 m de distancia.



Un efecto de onda de choque rompe los vidrios y tabiques, y puede proyectar a personas o animales a algunos metros de distancia. Esta onda se transforma al mismo tiempo en onda sonora: trueno.

- **Las sobretensiones conducidas.**

Por un impacto sobre las líneas aéreas de alimentación eléctrica, telefónica o de datos.

- **Las sobretensiones inducidas.**

Por el efecto de la radiación electromagnética del canal de rayo.

- **La elevación de potencial de la tierra.**

Debida a la corriente de rayo en el suelo. Las líneas aéreas, los cables suspendidos y los enterrados, pueden resultar dañados directamente por los rayos o recibir una influencia eléctrica de mayor o menor grado de las descargas atmosféricas próximas. Se distinguen tres tipos de sobretensiones atmosféricas en función de la caída del rayo

- **Sobretensiones transitorias conducidas.**

La caída de un rayo directo sobre una línea de distribución de energía o de comunicaciones (línea telefónica) crea una onda de corriente que se propaga por ambas partes del punto de impacto. Esta sobretensión, que puede propagarse varios kilómetros, acabará llegando a los equipos del usuario y derivándose a tierra por medio de estos equipos, a los que producirá averías o su destrucción.

- **Sobretensiones transitorias inducidas.**

La caída de un rayo sobre un poste, árbol o irregularidad en el terreno será equivalente a una antena de gran longitud que emiten campo electromagnético muy elevado (La radiación emitida tan importante como el frente creciente de corriente radiado, de 50 a 100 kA/ $\mu$ s) induce corrientes transitorias en las líneas eléctricas o telefónicas, transmitiéndolas al interior de la instalación y provocando averías o la destrucción de los equipos conectados.

## **Tipos De Impactos Por Descargas Atmosféricas.**

Tipos de Impacto que pueden presentar una Descarga Atmosférica Las descargas atmosféricas se clasifican según el sitio donde inciden:

- IMPACTO A TIERRA
  - Las descargas que pudieran caer en las cercanías de las líneas sin que sean atraídos ni por el conductor de guarda ni por los conductores de fase, es decir, caer directamente en la tierra. Aun cuando la descarga logre impactar en la tierra puede ocasionar sobretensión en la línea.
  
- IMPACTO A CONDUCTOR DE GUARDA Y/O ESTRUCTURAS (POSTES O TORRES)
  - Cuando la descarga impacta al conductor de guarda o a las estructuras, se dice que los conductores de fase están perfectamente apantallados. Sin embargo, no es extraño que ocurran fallas debido a las descargas retroactivas que pudieran superar al CFO (CriticalFlashover) de los aisladores y en algún momento ocasionar una falla de la línea a tierra y por consecuencia una interrupción del servicio eléctrico.
  
- IMPACTO A CONDUCTOR DE FASE
  - Se da el caso en el que el conductor se encuentra desprotegido, es decir que no se encuentra bajo el apantallamiento del conductor de guarda. En estos casos la descarga puede impactar directamente sobre el conductor y existe casi un 100% de probabilidad de que ocasione la salida de la línea en cuestión.

### **TIEMPO DE FRENTE**

- El valor de la tensión inducida depende del tiempo de frente que presente la descarga de retorno, es por ello que la combinación de esta característica junto con la magnitud de la descarga los convierte en factores determinantes para la variación

de la Tensión Inducida. Para una magnitud de descarga dada, se observa que a menor tiempo de frente mayor es el valor de la Tensión Inducida y viceversa.

## ANGULO DE INCIDENCIA

- Como bien se sabe generalmente las descargas atmosféricas inciden con cierto ángulo. Este ángulo de incidencia trae efectos directos sobre los valores de tensión inducida, sin embargo para el desarrollo de este trabajo se asume que las descargas inciden a tierra con un ángulo de 90 grados.

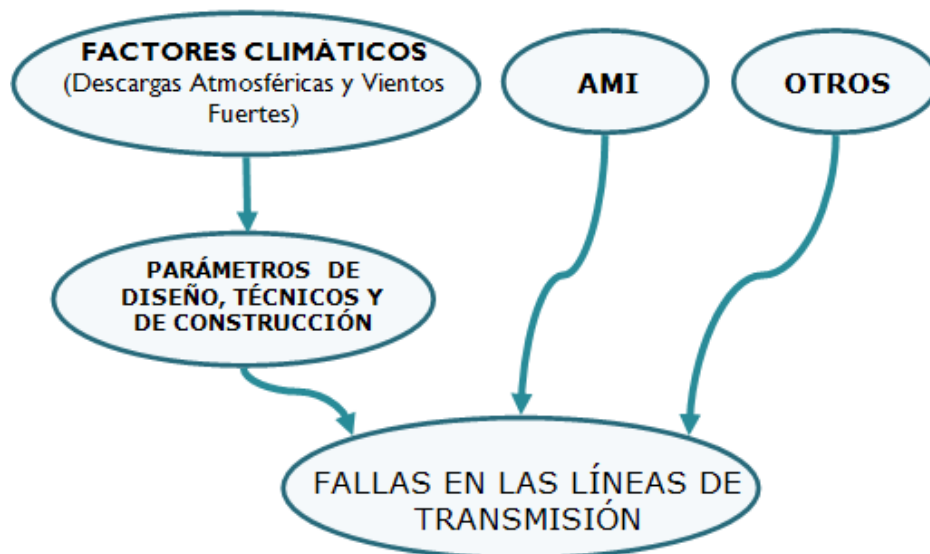


FIG. 8 AFECTACIONES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISION

Las descargas atmosféricas que inciden en los cables de guarda y en las torres, tienen la tendencia de caer en las proximidades de éstas, porque se constituyen en los puntos más elevados de las líneas de transmisión. Dependiendo del tipo de torre y de su masa metálica pueden llegar a caer hasta el 60% de los rayos en las proximidades de la torre.

Cuando la descarga atmosférica (incide) cae en el cable de guarda, induce una fracción de su potencial en los conductores de fase (factor de acople capacitivo entre conductores y cable de guarda).

El problema se presenta cuando la resistencia de puesta a tierra de la torre es alta y la corriente del rayo “rebota” o sea que desarrolla una alta tensión que eleva el potencial de la torre de transmisión con relación a la resistencia de puesta a tierra.

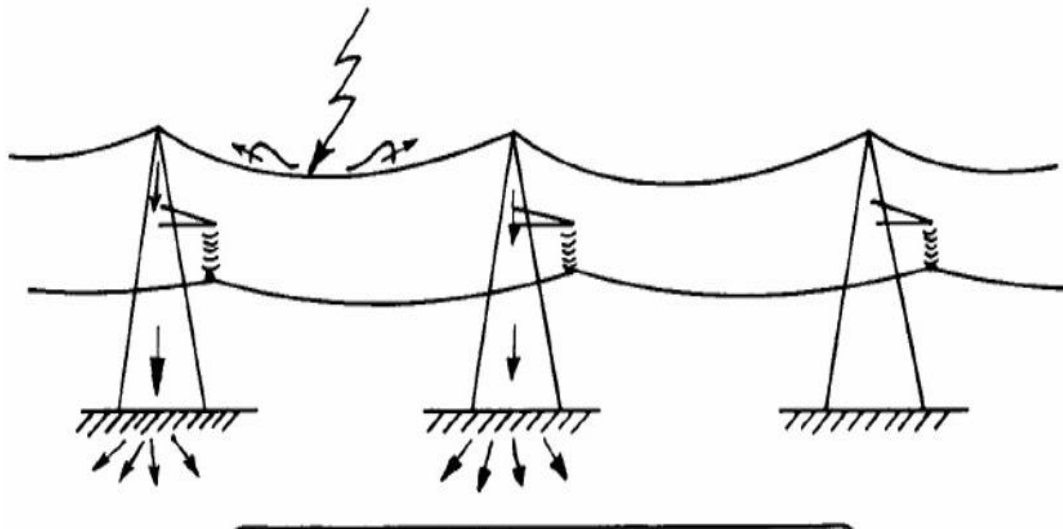


FIG. 9 LINEAS INDUCIDAS POR EL RAYO

La descarga atmosférica que cae en el cable de guarda o directamente en la torre, al llegar a la base de la torre (suelo) y encontrar una alta resistencia (resistencia de puesta a tierra de la estructura) no encuentra un medio propicio para el esparcimiento de la corriente del rayo de manera eficiente, y hace que la torre alcance un alto potencial eléctrico, que aumenta súbitamente la tensión entre el brazo de la torre y el conductor de fase, hasta el punto que se supera el aislamiento proporcionado por el aire exterior a la cadena de aisladores y se presenta un flameo desde el brazo de la torre (que se encuentra a un alto potencial) y el conductor.

Lo anterior es lo que se conoce como flameo inverso y se llama así porque se genera desde el brazo de la torre hacia el conductor de fase. Además la corriente a través de la torre también produce un campo magnético variable entre el conductor de fase y la torre, que contribuye al flameo inverso. Para obtener un número de salidas de la línea aceptable, la resistencia de puesta a tierra debe ser muy baja y más aún cuando el nivel cerámico es alto.

## 2.5 Sistema de Tierra

Se define la puesta o conexión a tierra como la conexión eléctrica directa de todas las partes metálicas de una instalación, sin fusibles ni otros sistemas de protección, de sección adecuada y uno o varios electrodos enterrados en el suelo, con objeto de conseguir que en el conjunto de instalaciones, edificios y superficies próximas al terreno, no existan diferencias de potencial peligrosas y que, al mismo tiempo, permita el paso a tierra de las corrientes de defecto o la de descarga de origen atmosférico.

La finalidad principal de una puesta a tierra es limitar la tensión que con respecto a tierra, puedan presentar, en un momento dado, las estructuras metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una falla en los materiales eléctricos utilizados.

Actualmente, la tecnología de estado sólido, basada en electrónica moderna, sigue evolucionando y se hace más sensible a los ruidos eléctricos y a la contaminación electromagnética, lo que precisa de un sistema de puesta a tierra libre de ruidos y compatibilidad electromagnética de todos los equipos y sistemas. La puesta a tierra se utiliza en cualquier tipo de instalaciones, sean éstas industriales, comerciales o residenciales.

Una puesta a tierra presenta resistencia, capacitancia e inductancia, cada cual influyendo en la capacidad de conducción de corriente por la tierra. Por lo tanto, no se debe pensar

solamente en una resistencia de puesta a tierra, sino más bien en una impedancia. Para bajas frecuencias, bajas densidades de corriente y valores de resistividad del suelo no muy elevados, son despreciables los efectos capacitivos y de ionización del suelo y el mismo se comporta prácticamente como una resistencia. En el caso de altas frecuencias, es necesario considerar también el efecto capacitivo, principalmente en suelos de altas resistividades. Las ondas tipo rayo sufren la oposición de la reactancia inductiva de las conexiones al penetrar el suelo.

Los objetivos de esta forma de protección consisten en habilitar la conexión a tierra en sistemas con neutro a tierra, proporcionar el punto de descarga para las carcasas, armazón o instalaciones; asegurar que las partes sin corriente, como armazones de los equipos, estén siempre a potencial de tierra, aun en el caso de fallar en el aislamiento, y proporcionar un medio eficaz para descargar los alimentadores o equipos antes de proceder en ellos a trabajos de mantenimiento.

Cuando una descarga atmosférica cae en un cable de guarda, la corriente debida a la descarga fluye en ambos sentidos a través de la impedancia impulso del cable de guarda. (La corriente y la tensión) se propagan hasta llegar a la torre, bajan por esta y se encuentran con una resistencia de puesta a tierra que disipa la energía asociada con la descarga atmosférica. Lo mismo podemos decir cuando la descarga atmosférica cae directamente en la torre.

#### Tipos de Sistemas de puestas a tierra

Los sistemas de puestas a tierra son un conjunto de elementos que conforman un sistema de protecciones, que presenten riesgo alguno para la integridad del ser humano, en las instalaciones y equipos conectados al sistema de puesta a tierra, contra sobrecargas, sobre tensiones, fugas de corriente, y descargas atmosféricas dirigiéndolas directamente hacia la tierra.

Los principales tipos de Sistemas de Puestas a Tierra son:

- Sistema de varilla "Cooperweld".
- Sistema de plancha.
- Sistema de red o malla.
- Sistema de disco.
- Sistema de esfera.

A continuación, se describirá las propiedades y características de los anteriores tipos de sistemas de puestas a tierra:

### 2.5.1 Sistema De Varilla "CooperWeld"

Este sistema de puesta a tierra consiste en una varilla de cobre o de hierro colado ubicada en el suelo, cerca al medidor, con una longitud mínima de 2,40 mts y un espesor de 5/8". De su extremo superior se deriva, por medio de un empalme, un hilo conductor en cobre, que ingresa a la instalación eléctrica haciendo contacto con todas las partes metálicas que la conforman. El empalme entre el hilo y la varilla puede ser elaborado mediante una abrazadera de cobre o utilizando soldadura exotérmica.



FIG. 10 CONEXION DE PUESTA A TIERRA SERVICIO DOMICILIARIO

Se requiere de que la varilla se encuentre enterrada en un suelo apto con baja resistencia eléctrica, y que además, sea capaz de ofrecer una diferencia de potencial entre la tierra y el neutro de 0 V. El punto de empalme debe quedar dentro de una caja de inspección en concreto con dimensiones de 30 cm<sup>3</sup>. Cuando el terreno no brinda las condiciones necesarias para el sistema, la tierra debe ser preparada, garantizando una adecuada descarga; se recomienda mezclar tierra negra con carbón mineral y sal para mejorar la conductividad y mantener la humedad del terreno.

### **2.5.2 Sistema De Plancha**

Este tipo de sistema de puesta a tierra puede reemplazar al de la varilla de Cooperweld a nivel residencial. Se trata de una plancha en cobre enterrada en el suelo cerca a la instalación dentro de un terreno preparado previamente. El hilo conductor que se distribuye se deriva de la plancha por medio de un empalme elaborado con soldadura de plata o de cobre aplicada con soplete. Su profundidad mínima ha de ser de 40 cm. Es usada en terrenos donde no puede ser posible la conexión de la varilla Cooperweld por causa de la profundidad.

### **2.5.3 Sistema De Red O Malla**

Se trata de un sistema de varilla Cooperweld reforzada que se emplea para sistemas eléctricos de carga elevada en instalaciones tipo comercial e industrial. Consiste en la interconexión de (3) o más varillas dependiendo de la carga, ubicándolas en diferentes puntos de un terreno y derivando de allí el hilo conductor que se distribuye por la instalación eléctrica. La instalación mínima entre varillas debe ser del doble de la longitud de cada una de ellas. Los empalmes deben ser elaborados con soldadura exotérmica.



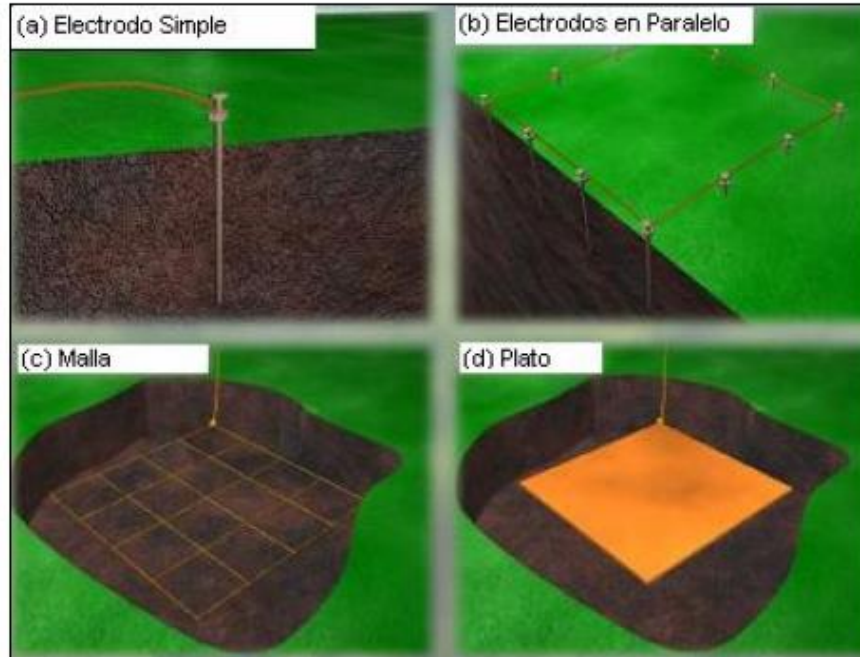


FIG. 11 TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

#### 2.5.4 Sistema de Disco

El sistema de puesta a tierra en forma de disco es utilizado a nivel industrial con el fin de aterrizar las cargas eléctricas que se encuentran en reposo en la superficie de las máquinas y/o equipos (electrostática).

Se trata de un disco hecho en acero colado que actúa de forma individual para las carcasas de los equipos; se ubica en el suelo a poca profundidad (entre 10 y 30 cm), derivando de él un hilo conductor en cobre que hace contacto con la estructura metálica de la maquinaria. La electrostática se produce en máquinas que funcionen o presenten fricción.

#### 2.5.5 Sistema De Esfera

Este tipo de sistema de puesta a tierra es utilizado para aterrizar cargas de alto nivel eléctrico, en redes de alta tensión. Se trata de una esfera en acero con un diámetro mínimo de 20 cm. que se ubica en el suelo a una profundidad muy grande (de entre 10 y 20 mts de

la superficie). De su cuerpo se desprende un hilo conductor a través de un ducto, dirigiéndose a la superficie, evitando el contacto con la tierra, con el fin de evitar que se presente tensiones de paso.

La prueba en las varillas o placas del conductor se realiza energizando con corriente alterna el circuito comprendido entre la varilla de puesta a tierra y una varilla o jabalina auxiliar, se procede a medir la corriente y la caída de tensión entre la varilla de puesta a tierra y una sonda ubicada en la mitad entre la jabalina y la varilla, y de esta manera se define la resistencia media del sistema de puesta a tierra. (Se utiliza AC para evitar efectos de electrólisis entre los electrodos y el suelo que afecten a la medición al crearse diferencias de potencial, cómo en las pilas eléctricas), la frecuencia de la fuente es diferente a la de una red doméstica o industrial (50/60 Hz) además, se disponen también de filtros de banda angosta que solo permiten el paso de la corriente de medida, y evitar así su influencia.



FIG. 12 COMPONENTES PARA UN SISTEMA DE TIERRA.

## 2.6 Medición Del Sistema De Tierra.

La resistividad del terreno se mide fundamentalmente para encontrar la profundidad de la roca, así como para encontrar los puntos óptimos para localizar la red de tierras de una subestación, planta generadora o transmisora en radiofrecuencia. Asimismo puede ser empleada para indicar el grado de corrosión de tuberías subterráneas.

En general, los lugares con resistividad baja tienden a incrementar la corrosión. En este punto es necesario aclarar que la medición de la resistividad del terreno, no es un requisito para obtener la resistencia de los electrodos a tierra.

Las conexiones de puesta a tierra en general poseen impedancia compleja, teniendo componentes inductivas, capacitivas y resistivas, todas las cuales afectan las cualidades de conducción de la corriente.

Las resistencias de la conexión son de particular interés en los sistemas de transmisión de energía (bajas frecuencias), debido a la conexión. Por el contrario, los valores de capacitancia e inductancia son de particular interés en altas frecuencias como en comunicaciones de radio y descargas atmosféricas.

Además de lo anteriormente expuesto, las mediciones de puesta a tierra se hacen para:

- Proteger efectivamente los sistemas contra los efectos de las descargas atmosféricas.
- Proporcionar un medio para disipar la corriente eléctrica en la tierra bajo condiciones normales o de corto circuito, sin exceder ningún límite operacional de los equipos o suspender la continuidad del servicio.
- Minimizar la interferencia de los circuitos eléctricos de transmisión y distribución con los sistemas de comunicación y control.

Existen dos tipos de pruebas fundamentalmente. Las demás son variaciones de éstas. Aunque muy parecidas, los resultados de las mediciones no son exactamente los mismos métodos son:

- a. Método de caída de potencial. Llamado también: Tres Puntos, 62%, etc.
- b. Método Directo. También conocido como: Dos Puntos.

Todos los resultados son aproximados y se requiere cuidado tanto con el equipo de prueba como con la selección de los puntos de referencia de la puesta a tierra. Dentro de los métodos para la medición de las impedancias de puesta a tierra se conocen los siguientes:

- Método de la tierra conocida.

- Método de los tres puntos.
- Método de la caída de potencial.
- Método de la relación.

Dentro de los propósitos principales para los cuales se determinan los valores de impedancia de puesta a tierra están:

- Determinar la resistencia actual de las conexiones de puesta a tierra.
- Como control y verificación los cálculos en el diseño de sistemas de distribución de puesta a tierra.
- La adecuación de una puesta a tierra para transmisión de radiofrecuencia.
- La adecuación de la puesta a tierra para protección contra descargas atmosféricas.
- Asegurar, mediante el diseño apropiado de la puesta a tierra, el buen funcionamiento de los equipos de protección.

### **2.6.1. Medición de la Resistividad del Subsuelo y Resistencia Eléctrica de la Red de Puesta a Tierra en Líneas de Transmisión Aéreas en Operación.**

Para medir la resistividad del subsuelo, se debe utilizar el método de “Wenner” ilustrado en el Apéndice A de esta especificación. Se debe medir la resistividad del subsuelo colocando el instrumento de medición en el centro de la estructura (mojonera) y los electrodos verticales se deben colocar paralelos al sentido de la línea de transmisión aérea, con una separación de 1.6 m para la primera medición y 3.2 m para la segunda medición (véase figura 1). Cuando no sea práctico colocar los electrodos verticales paralelos al sentido de la línea de transmisión aérea, la medición se puede realizar en sentido perpendicular.

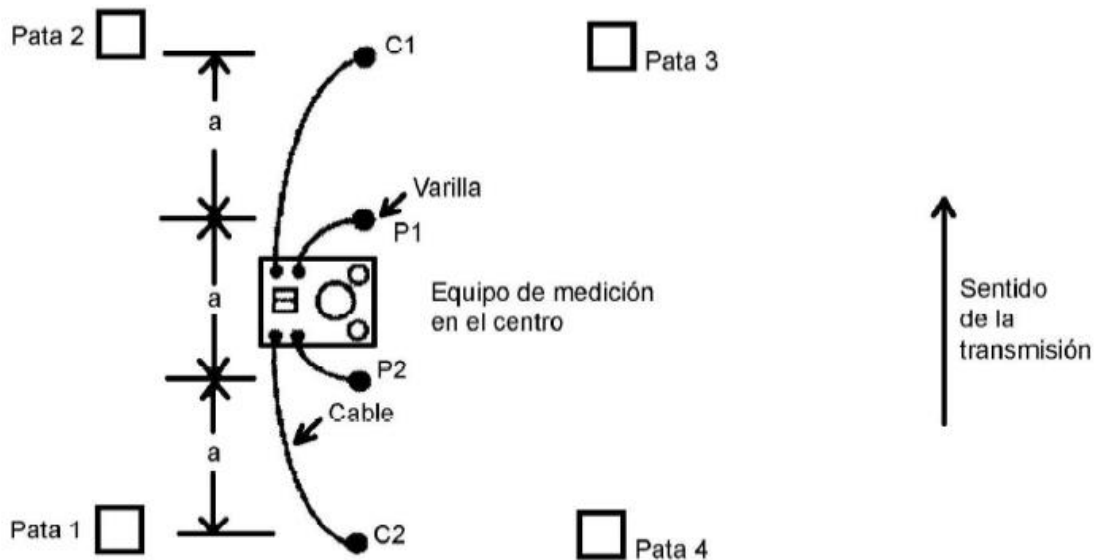


FIG. 13 CONEXION PARA MEDICION DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA

### 2.6.2 Medición De La Resistencia De La Red De Puesta A Tierra Para Líneas De Transmisión Aéreas En Operación.

Para la medición de la resistencia de la red de puesta a tierra, se debe utilizar el método de caída de potencial y debe realizarse en época de estiaje debido a que son las condiciones más críticas.

- Este método se basa en la inyección de una corriente de prueba en el electrodo bajo análisis (red de puesta a tierra). Se toman mediciones de la tensión a diferentes distancias entre el electrodo bajo análisis E y el electrodo auxiliar de potencial P, el valor representativo de la resistencia se tendrá cuando:
  - La diferencia máxima R entre mediciones sea menor que 1 para cuando el valor máximo medido sea menor que 5.
  - La diferencia máxima R entre mediciones sea menor que el 15 % para cuando el valor máximo medido sea mayor que 5.

- Si no se cumple con lo indicado en los puntos anteriores, la distancia se debe duplicar al igual que las distancias del electrodo P, hasta que se cumplan las condiciones de R.

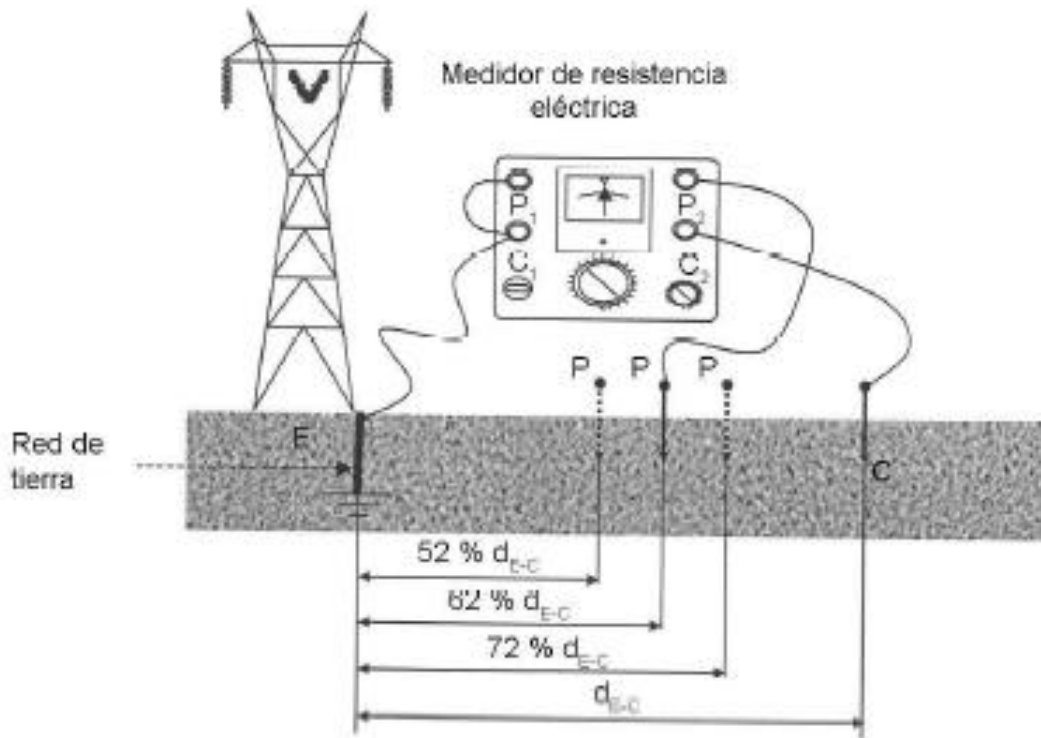


FIG. 14 MEDICION DEL SISTEMA DE TIERRA EN UNA TORRE DE SUBTRANSMISION

### 2.6.3 Factores Que Modifican La Resistividad Del Suelo.

La conductividad del suelo es muy baja comparada con los metales, porque en general la superficie terrestre está compuesta de óxido de silicio y óxido de aluminio, haciendo que esta sea un buen aislante, en tanto la conductividad del suelo se debe en gran medida a las sales y la humedad contenida en esos aislantes .

No obstante en estas condiciones el suelo puede conducir una corriente considerable, esto es posible ya que la sección transversal del suelo es bastante grande y por lo tanto se puede decir que no presenta limitaciones. Todo aquello puede hacer la resistividad sea variable de

un lugar otro, inclusive en un mismo sitio; en general los factores que nos llevan a tener estas variaciones son los siguientes:

- La Composición.
- El estado Higrométrico: Es la humedad relativa del aire.
- La Granulometría: Es la medición de los granos en una formación sedimentaria, el cálculo y tamaños previstos medidos por una escala granulométrica. Para cuestiones de resistividad, es de gran importancia obtener las características higroscópicas (absorción y retención de agua) de los granos en cuestión.
- La Compactación: Es un proceso artificial por medio del cual las partículas del suelo son obligadas a estar en contacto unas con otras, mediante una reducción de espaciamiento, empleando medios mecánicos. El grado de compactación altera el valor de la resistividad, esto debido a la compactación, puesto que cuando esta es grande la resistividad disminuye.
- La Temperatura: La resistividad del terreno aumenta al disminuir la temperatura.
- Salinidad: Estas es una forma soluble pueden disminuir la resistividad del suelo cuando estas se encuentran en gran cantidad o dicho de otra manera cuando aumenta la salinidad del terreno.
- La Humedad: Esta juega un papel de suma importancia porque entre menos agua se tenga en el terreno mayor será la resistividad del mismo.
- Estratificación del Suelo: Son los cambios transversales y longitudinales de resistividad en un mismo volumen de terreno. No obstante debemos decir que la composición de un mismo lugar en un terreno es heterogénea, debido a que puede estar compuesto por diferentes capas, bolsas, sedimentos, etc.

## **2.7 Equipos De Medición De Sistemas De Tierra.**

Con el fin de medir la resistencia de puesta a tierra, tenemos que aplicar un voltaje entre sus terminales que provoca la circulación de una corriente a través de él. Uno de los terminales es el sistema de acceso a tierra en contacto. La segunda, de acuerdo con la definición, es cualquier otro punto de la tierra, que realmente está muy lejos de la primera. Con el fin de

llevar a cabo la medición, debemos clavar un electrodo auxiliar H en ese punto. El segundo electrodo tendrá inevitablemente su propia tierra, la resistencia y la zona de resistencia.

Nuestro objetivo es medir la resistencia de la tierra del electrodo E. Sin embargo, si una resistencia de medición convencional entre los puntos E y H se lleva a cabo mediante la medición de la tensión y la corriente circulante, se obtiene la suma de la resistencia de la tierra de ambos electrodos y no la resistencia de tierra del electrodo E. La diferencia puede ser muy importante puesto que, debido a su propia condición de auxiliar de electrodos, las dimensiones de H son muy pequeñas en comparación con E, por lo que su contribución a la resistencia total puede ser muy importante y la probabilidad de un error es considerable.

El concepto de "lejos", utilizado anteriormente sin hacer más precisiones, es ahora aclarado. De hecho, se puede considerar que el electrodo auxiliar está lo suficientemente lejos del sistema de resistencia de la tierra que se mide cuando sus respectivas zonas de resistencia no se solapan. En tal caso, todo el volumen que queda fuera de las zonas de resistencia está, muy aproximadamente, en el mismo potencial, lo que hace posible el desarrollo del siguiente método de medición.

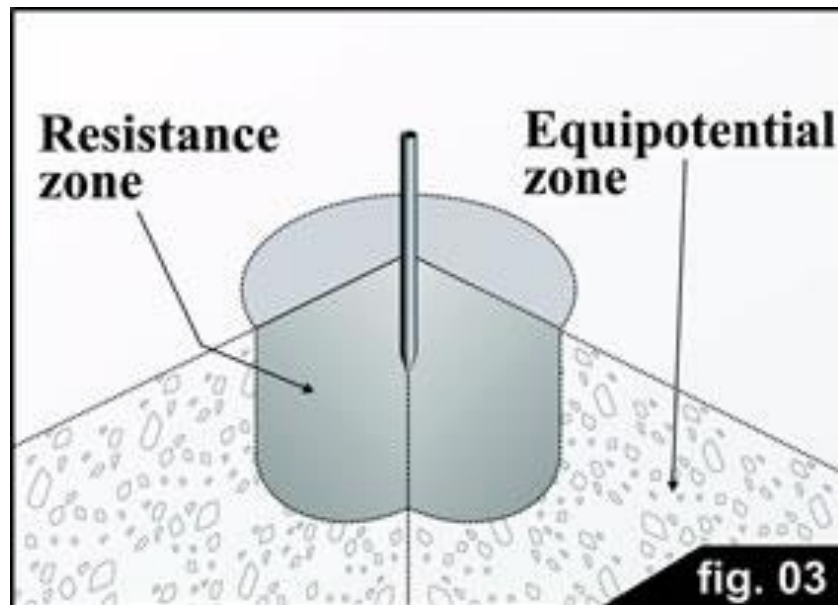


FIG. 15 IDENTIFICACION DEL SUELO





FIG. 16 MEGGER EQUIPO DE MEDICION

- Los telurometros MRU-100/MRU-101 son equipos portátiles que miden la resistencia de puesta a tierra y la resistividad por el método de Wenner.
- El instrumento puede medir resistencia y resistividad con 2, 3 ó 4 electrodos.
- El equipo puede alimentarse con pilas estándar tipo C o con baterías.
- Las medidas pueden simplificarse usando pinzas de corriente.

## 2.8 Mantenimiento de las Redes de Tierra Convencionales.

Los sistemas de puesta a tierra requieren de mantenimiento debido principalmente a: envejecimiento de sus elementos, corrosión de conexiones, cambios en los valores de resistividad del subsuelo (debido a condiciones climáticas y/o agrícolas) y vandalismo principalmente.

El mantenimiento de los sistemas de puesta a tierra se realiza en forma periódica considerando las siguientes actividades fundamentales:

- Medición de resistividad del subsuelo.

- Medición de resistencia de puesta a tierra de la estructura.
- Revisión de las conexiones de cables de guarda a la estructura (cola de rata), bajantes de las Patas de la estructura a la cimentación.
- Reparación de los sistemas de puesta a tierra que presenten daños físicos.
- Corrección y/o mejoramiento de la red de puesta a tierra.

## **2.9 Salidas De La Línea**

Entre las salidas producidas por descargas atmosféricas se deben distinguir dos tipos: las salidas debidas a fallas de apantallamiento y las debidas a flameo inverso.

### **2.9.1 Salidas por fallas de apantallamiento**

Estas salidas se deben a la caída de un rayo directamente sobre el conductor de fase, por falla del cable de guarda, encargado del apantallamiento de la línea.

Un rayo de 30kA, (que es muy probable) produce en una línea con impedancia característica de 400 ohmios, ondas de voltaje de lado y lado del punto de impacto de 6000 kV, que exceden por amplio margen el BIL de una línea de 220kV (aproximadamente de 1050kV).

Por esta razón la probabilidad de que haya flameo entre el conductor y la cruceta o entre dos fases adyacentes y se presente una posterior salida de la línea, es muy cercana al 100% si falla el apantallamiento.

### **Salidas por flameo inverso**

Cuando la descarga cae sobre el cable de guarda, viaja hasta la torre más cercana, (a cada lado del punto de impacto), donde busca su camino a tierra. Parte de la onda de choque se reflejará por el cable de guarda hacia atrás, parte se refractará por el cable hacia delante y la mayor parte, baja por la torre hacia tierra. Debido a la impedancia de la torre y a la

resistencia de puesta a tierra, se forman a todo lo largo de aquella, voltajes de un valor bastante alto.

Cuando el voltaje en la cruceta es muy alto con respecto al conductor, tenemos el flameo cuyo punto de mayor voltaje es la cruceta, llamado flameo inverso, (back flashover). Este flameo puede ocasionar, dependiendo de la calibración del sistema de protección, una salida de la línea.

Para prevenir estos casos las Buenas Prácticas de la Ingeniería de los Sistemas de Puestas a tierra puede ser resumida en:

- Medición de la Resistividad previamente al diseño del S.P.T
- Diseño del Sistema de Puesta a Tierra por cada Estructura
- Selección Especializada de los D.P.S
- Selección Especializada de Materiales – RETIE
- Selección Especializada de Herramientas
- Selección Especializada de Equipos de Medición
- Talento Humano Certificado (Realización de Pruebas Previas)
- Medición de la Equipotencialización
- Medición en Baja Frecuencia del S.P.T.- ( Método de la Caída de Potencial )
- Medición en Alta Frecuencia del S.P.T. – ( Método de la Caída de Potencial )
- Y el Porcentaje permitido del 10 % máximo como diferencia entre el valor del S.P.T. diseñado VS el Construido

Estas prácticas nos permiten construir óptimamente: El Apantallamiento, El Sistema de Puesta a Tierra, y la Instalación de los D.P.S; y de esta forma poder garantizar en un 100% que no ocurran salidas de las Líneas por Sobretensiones causadas por los Rayos.

Las fallas de apantallamiento ocurren cuando el cable de guarda no protege los conductores de fase contra las descargas atmosféricas (debido principalmente a diseño incorrecto del

ángulo de apantallamiento), pudiendo incidir rayos en dichos conductores con suficiente corriente como para ocasionar una falla.

La tasa de salida por fallas de apantallamiento (TsalFA) puede ser calculado por medio de la ecuación.

$$Tsal_{FA} = Ndesc * [P(I_{min}) - P(I_{max})] \quad \text{fallas/100km - año}$$

P(I) : es la probabilidad de que la corriente I sea excedida. Esta distribución probabilística ha sido estudiada por diversos autores, de las cuales la mas reciente y de uso recomendado por el EPRI e IEEE, es la desarrollada por Anderson y Eriksson, la cual tiene validez hasta una corriente de 200 kA.

$$P(I) = \frac{1}{1 + \left[ \frac{I}{31} \right]^{2,6}}$$

Ndesc: Número de descargas sobre la zona no protegida de la línea.

$$Ndesc = \left[ \frac{0,04 * T^{1,25} * 10^{-1} * Xs}{2} \right] \text{descargas/100 km-año}$$

T: Nivel cerámico de la zona por donde atraviesa la línea. [días de tormenta/año].

Xs: Ancho de la zona desprotegida [m].

## 2.9.2 Tasa de salida por descargas retroactivas (Back Flash Over).

La descarga retroactiva (Back Flash Over) se produce cuando se excede la rigidez dieléctrica de la cadena de aisladores debido a la elevación del potencial de la torre o estructura de soporte respecto al conductor de fase; lo cual ocurre cuando un rayo incide sobre el conductor de guarda o directamente sobre la torre [17]. Al igual que para el caso de fallas de apantallamiento, la verificación del aislamiento se realiza considerando las salidas de servicio de la línea debido a este fenómeno (cálculo de la tasa de salida). En esta parte del trabajo no son considerados los efectos producidos por la reflexión de la onda viajera en las estructuras de soporte subsiguientes, ni en la impedancia de puesta a tierra. La diferencia de potencial a la cual será sometida la cadena de aisladores ante la ocurrencia de una descarga en el cable de guarda o estructura de soporte

## 2.9.3 Tasa de salida en circuitos sin cables de guarda.

En circuitos sin cables de guarda el impacto de un rayo será sobre los conductores del sistema, por lo cual la tasa de salida se calcula de acuerdo a la expresión.

$$T_{sal_{SCG}} = \frac{N_g * Long * W_{SCG} * P(I_{min})}{100} \quad (\text{fallas/año})$$

FIG. 17 FORMULA DE TASA DE SALIDA

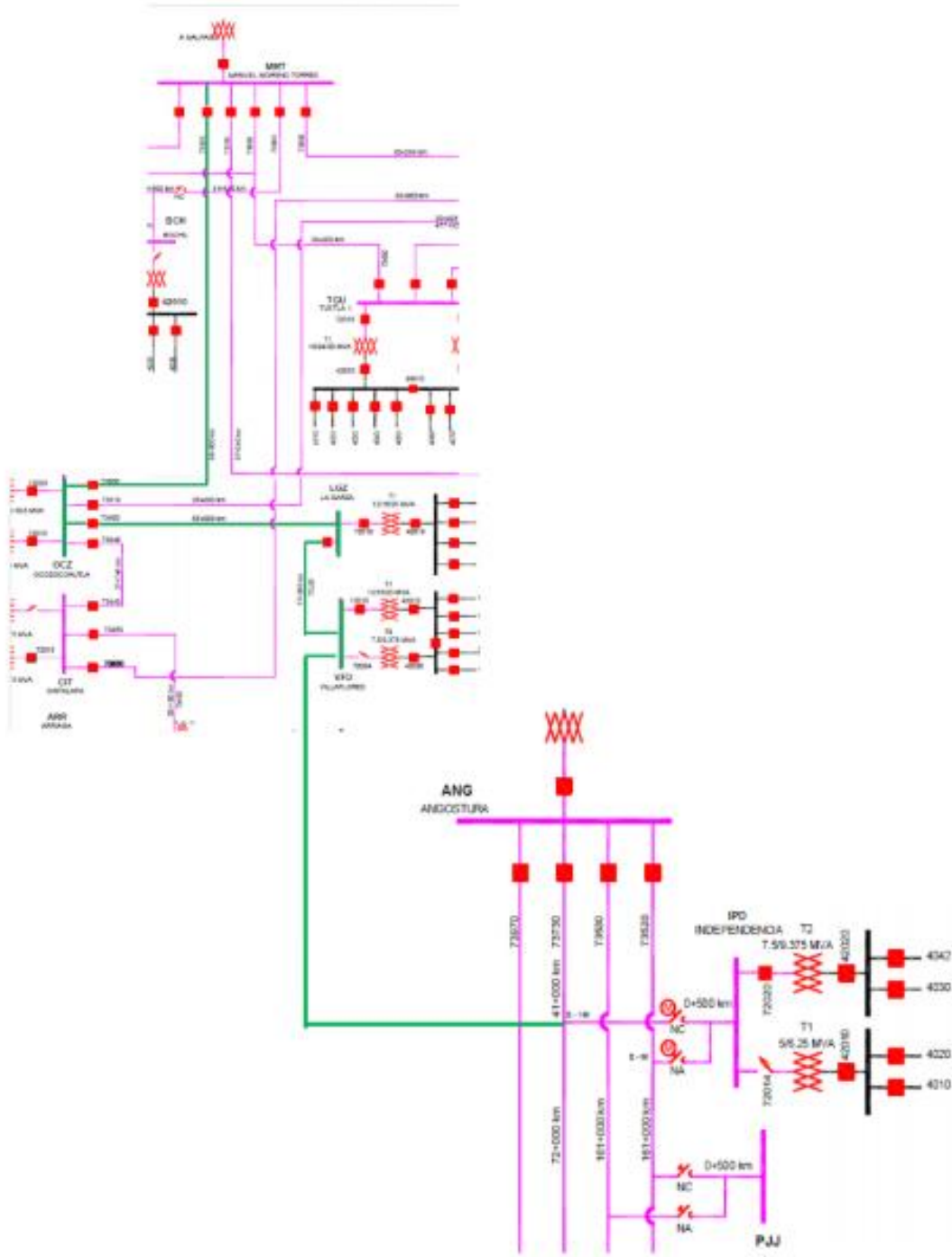
Dónde:

**$N_g$** : Densidad de descargas a tierra, calculada de acuerdo a la ecuación.

**$P(I_{min})$** : Probabilidad de que sea excedida la corriente mínima del rayo que puede causar la ruptura del aislamiento.

**$W_{SCG}$** : Ventana de atracción transversal para circuitos sin cables de guarda (sin considerar el posible apantallamiento por objetos cercanos a la línea). Considerándose ahora el parámetro  $b$ , como la distancia horizontal en [m] entre los conductores más elevados.

### 3. Desarrollo.



## DISEÑO DE CONEXION ENES EN ANILLOS DEL SISTEMAS DE MALLA A LA S.E VILLAFLORES CON LA S.E INDEPENDENCIA.

En esta parte se propone la utilización de sistema de puesta a tierra tipo malla de manera que sea más eficiente, para abatir las fallas francas y transitorias en la LST IPD-VFD. De manera que se mantenga la continuidad del servicio, todo el sistema de puesta a tierra está bajo las normativas y especificaciones de la CFE de manera que sea eficiente para el drenaje de fallas de cortocircuito y sobrevoltajes ocasionados por descargas atmosféricas en esta zona.

La variación de las descargas atmosféricas son variables en este tramo, dependiendo de la época de lluvia, los meses con más incidencias atmosféricas son el mes de mayo a octubre en el estado de Chiapas. De acuerdo a datos estadísticos y a los kilómetros del tramo en el proyecto, se pretende construir torres de TAS 1C-CC (TORRE AUTOSOPORTABLE DE SUSPENSION) TAR (TORRE AUTOSOPORTABLE DE REMATE) TAR 1C-CC, de 115 kV, a 350 metros, de distancia del cual las descargas son aproximadamente 6 descargas por kilómetros.

### 3.1 Historia de las subestaciones a interconectarse.

#### 3.1.2 Historia de la subestación Villaflores.

En el área distribución villa flores tenemos una subestación tipo urbana, con capacidad de: 12/16/20 MVA T1 7.5/9.375 MVA. Con fecha de entrada en operación en 1983.

- Nivel cera único: 40
- Tipo de topografía de terreno donde pasa la línea: plano con áreas de cultivo.
- Demanda máxima del T1 subestaciones Villaflores. 9.995 MW. 2017
- Su máxima histórica: 11.36 MW. 2016
- Demanda máxima: T2 subestaciones Villaflores: 5.76 MW.



FIG. 18 SUBESTACION VILLAFLORES.



### 3.1.3 historia de la subestación Independencia.

En el área distribución independencia tenemos una subestación tipo rural, con capacidad 12/16/20 MVA T1 IPD.

Amp. Por línea: 600 Amp.

Tipo de topografía de terreno donde pasa la línea: plano con áreas de cultivo.



FIG. 19 SUBESTACION INDEPENDENCIA.

### 3.2 Tipos de suelos en Chiapas para el sistema de puesta a tierra.



FIG. 20 TIPOS DE SUELO EN EL ESTADO DE CHIAPAS

Los Leptosoles (del griego leptos, delgado), que se conocen en otras clasificaciones como Litosoles y Redzinas, son suelos muy delgados, pedregosos y poco desarrollados que pueden contener una gran cantidad de material calcáreo. Son los suelos de mayor distribución a nivel mundial (1 655 millones de hectáreas; IUSS, 2007) y están asociados a sitios de compleja orografía, lo que explica su amplia distribución en México.

Estos suelos se encuentran en todos los tipos climáticos (secos, templados, húmedos), y son particularmente comunes en las zonas montañosas y en planicies calizas superficiales, como las de la Península de Yucatán. Su potencial agrícola está limitado por su poca profundidad y alta pedregosidad, lo que los hace difíciles de trabajar.

En la categoría de Regosoles (del griego reghos, manto) se agrupa a los suelos que no pueden ser clasificados dentro de los grupos reconocidos por el Sistema Internacional Base Referencial Mundial del Recurso Suelo (IUSS, 2007). En otras clasificaciones se reconocen

como Entisoles. En general, son suelos muy jóvenes que se desarrollan sobre material no consolidado, de colores claros y pobres en materia orgánica. Se encuentran en todos los climas, con excepción de zonas de permafrost, y en todas las elevaciones, y son particularmente comunes en las regiones áridas, semiáridas (incluyendo los trópicos secos) y montañosas. Muchas veces se asocian con los Leptosoles y con afloramientos de roca o tepetate.

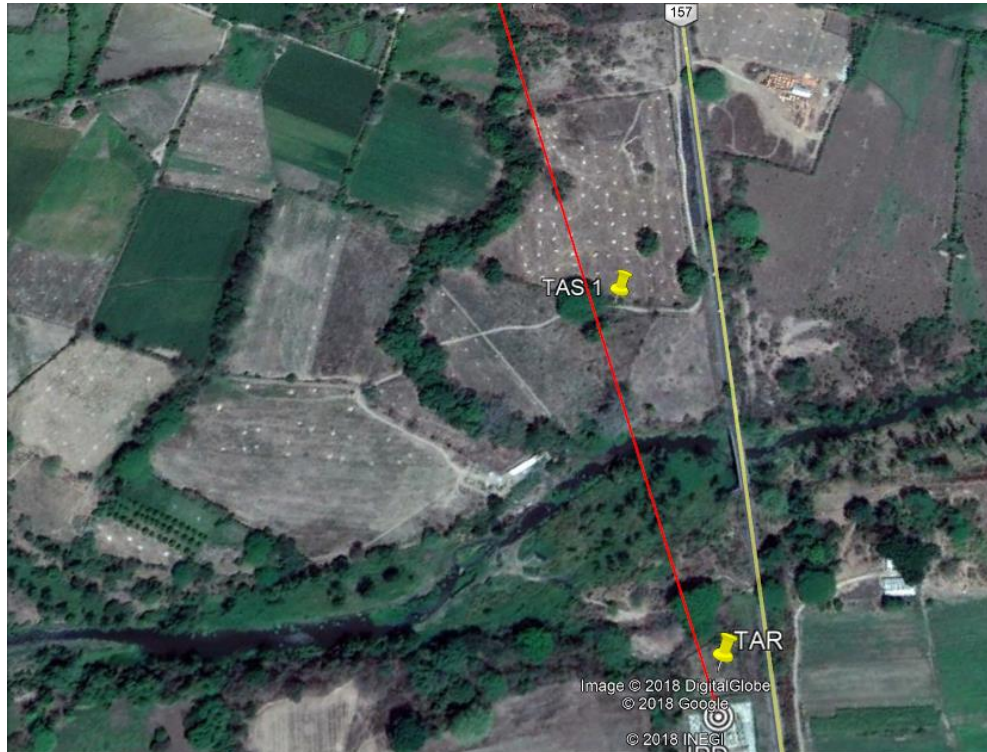


FIG. 21 TIPO DE SUELO AL INICIO DE LA SUBESTACION IPD



FIG. 22 TIPO DE TERRENO ALA ESTRUCTURA 13.



FIG. 23 TIPO DE SUELO AL FINAL DEL CIRCUITO IPD-VFD

### **3.3 Implementación De Sistemas De Tierra a pie de estructuras a las Líneas De Su transmisión IPD-VFD.**

A medida que aumenta el nivel Ceraunico aumenta también el número de descargas por kilómetros cuadrados por año. Esto es debido a que mayor nivel Ceraunico en una zona determinada aumenta la probabilidad de que ocurra un mayor número de descargas atmosféricas en consecuencia se incrementa la probabilidad que estas descargas originen sobretensiones inducida en línea y por donde se incrementa la tasa de salida

Del resultado obtenido, se demuestra la influencia significativa que tienen las variables estudiadas, tanto en la sobretensión inducida, como sobre la tasa de salida obtenida. Por ello, es importante que cuando se realice el diseño de líneas aérea de media de media tensión en zonas geográficas altura mayor a los 3800, msnm, con altos niveles ceraunicos y con las altas posibilidades de que ocurran descargas atmosféricas cercanas a las líneas en torno a los 2 km, se tomen previsiones sobre algunos de los parámetros de diseño que pueden ayudar a minimizar la tasa de salida.

- Incremento del nivel de aislamiento.
- Disminución de la altura efectiva sobre el plano de tierra.

#### **3.3.1 Sistema De Malla En Torre De Subtransmision.**

Sistema de tierra tipo malla: se considera este tipo por ser el más seguro y apropiado cada pie de estructura.

La malla de tierra es un conjunto de conductores desnudos que permiten conectar los equipos que componen una instalación a un medio de referencia, en este caso la tierra. Tres componentes constituyen la resistencia de la malla de tierra:

- La resistencia del conductor que conecta los equipos a la malla de tierra.
- La resistencia de contacto entre la malla y el terreno.
- La resistencia del terreno donde se ubica la malla.

Una malla de tierra puede estar formada por distintos elementos:

- Una o más barras enterradas.
- Conductores instalados horizontalmente formando diversas configuraciones.
- Un reticulado instalado en forma horizontal que puede tener o no barras conectadas en forma vertical en algunos puntos de ella.

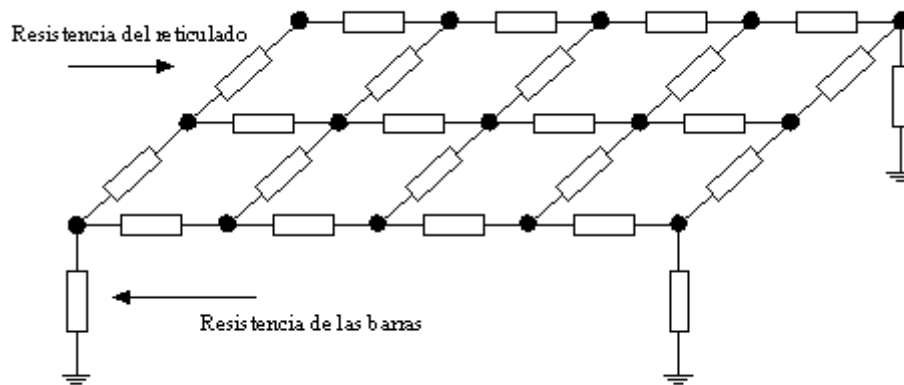


FIG. 24 CONFIGURACION DE UN SISTEMA DE MALLA

Las barras verticales utilizadas en la construcción de las mallas de tierra reciben el nombre de barras copperweld y están construidas con alma de acero revestidas en cobre. El valor de la resistencia de una malla de tierra depende entre otros parámetros de la resistividad del terreno. El método más usado para determinar la resistividad del terreno es el de Schlumberger, el cual permite determinar las capas que componen el terreno, como también la profundidad y la resistividad de cada uno de ellos.

### 3.4 objetivo del sistema de puesta a tierra de mallas en la línea de subtransmisión IPD-VFD.

Los objetivos fundamentales de una malla de tierra son:

- Evitar tensiones peligrosas entre estructuras, equipos y el terreno durante cortocircuitos a tierra o en condiciones normales de operación.
- Evitar descargas eléctricas peligrosas en las personas, durante condiciones normales de funcionamiento.
- Proporcionar un camino a tierra para las corrientes inducidas. Este camino debe ser lo más corto posible.

#### 3.4.1 Utilización Del Sistema Mallado Para Puesta A Tierra.

Se deben distinguir dos tipos de mallas en una instalación eléctrica que son:

- Mallas de alta tensión.
- De baja tensión.

Ambas mallas deben estar separadas de modo que la inducción de voltajes de la malla de alta en la de baja sea £ a 125 V, a menos que la resistencia de cada una de ellas, en forma separada, sea inferior a 1 W , en este caso pueden las mallas conectarse entre sí.

$$R = \frac{65}{2.5 \cdot I} (\Omega) \quad (5.1)$$

Donde:

65V: valor de tensión máximo a que puede quedar sometida una persona cuando sucede un cortocircuito a tierra.

I: valor máximo de la corriente de falla monofásica, definida por la corriente de operación de las protecciones.

## Resistividad equivalente del terreno.

Una forma ideal de realizar cálculos de resistencia y solicitaciones de voltaje para una puesta a tierra ubicada en un terreno de 2 o más estratos, sería de disponer de una resistividad equivalente que transforme un terreno en resistividad. En un terreno homogéneo de resistividad; esto, es un terreno que produjera los mismos valores de resistencia y las mismas solicitaciones que el terreno real.

Según el método de Burdoff-Yakobs el cual propone una equivalencia de un sistema de 3 o más estratos, a un sistema de 2 estratos, equivalente dentro de un margen aceptable. De acuerdo con Burgsdorf-Yakobs, una puesta a tierra compuesta por un conjunto de conductores horizontales enterrados a una profundidad “h” y un conjunto de barras verticales de longitud “l”, se aproxima a una prisma metálico recto en la medida que se incrementa el número de elementos verticales y su resistencia disminuye en forma asintótica hasta un valor mínimo.

Sobre la base antes expuesta, esta equivalencia aproximada a las primeras “n” capas hasta una profundidad de “h”, queda determinado por los siguientes parámetros y expresiones [6]

$$r = \sqrt{\frac{A}{\Pi}} \quad (5.2)$$

$$r_o^2 = r^2 - h^2 \quad (5.3)$$

$$q_o^2 = 2 * r * (r + h) \quad (5.4)$$

$$u_i^2 = q_o^2 + r_o^2 + h_i^2 \quad (5.5)$$

$$v_i^2 = 0.5 * \left( u_i^2 - \sqrt{u_i^4 - 4 * q_o^2 * r_o^2} \right) \quad (5.6)$$

$$F_i = \sqrt{1 - \frac{v_i^2}{r_o^2}} \quad F_o = 0 \quad (5.7)$$



Finalmente:

$$R_{equiv} = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}} * (\rho_i - \rho_{i-1}) \quad (\Omega - mt) \quad (5.8)$$

Donde:

A : Área de la malla de puesta a tierra (m)

r : radio equivalente del área de la malla (m)

h : profundidad de la malla (m)

h<sub>i</sub> : profundidad de la capa i (m)

R: Resistividad equivalente del terreno

i : resistividad equivalente de la capa i (O-mt)

S : área que cubre el perímetro del electrodo de tierra (m<sup>2</sup>)

Para un terreno de 3 capas, la situación de resistividad y profundidad puede clasificarse.

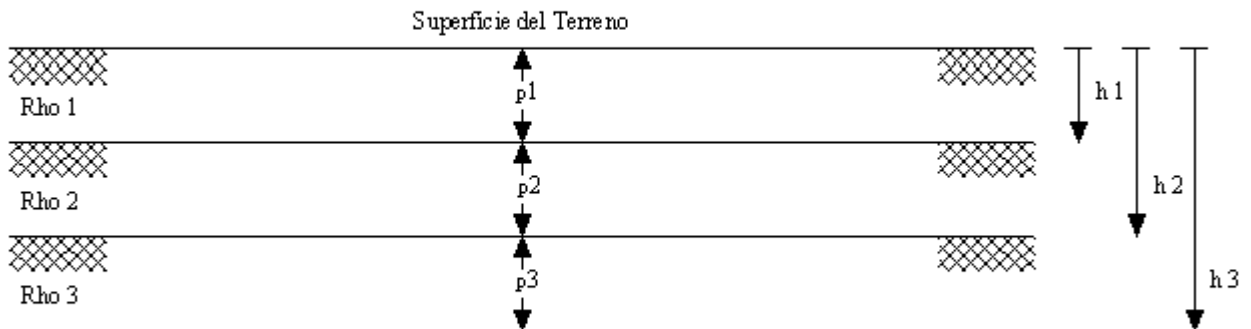


FIG. 25 TERRENOS CON SUPERFICIE DE TRES CAPAS.

La resistividad equivalente de un terreno es dependiente de las dimensiones y ubicación del electrodo y se modifica si cambia su área o profundidad (tabla N° 5.1).

Tabla N° 5.1

<i>Capa</i>	<i>Resistividad</i> <i>(<math>\Omega</math>-m)</i>	<i>Espesor</i> <i>(m)</i>
1	85	2
2	500	5
3	2000	infinito

FIG. 26 TABLA DE RESISITIVAD DEL TERRENO

Cuando se desea conocer la corriente durante un cortocircuito a tierra, es necesario que hacer uso de las mallas de secuencia. A partir de las relaciones de corriente de falla monofásica se puede realizar el circuito de la figura.

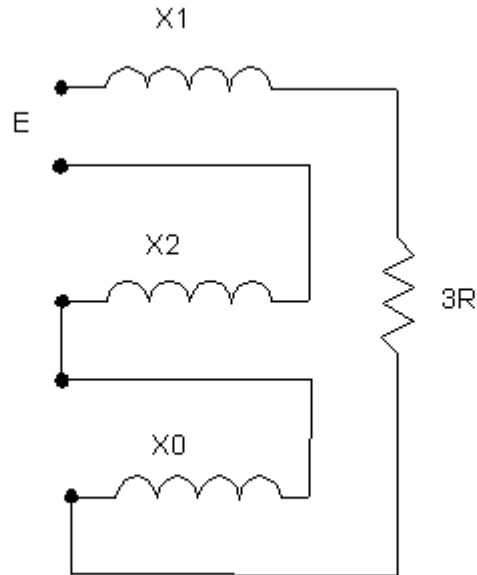


FIG. 27 CONEXION DE DOS SISTEMAS TIERRA TIPO MALLA

Es el valor de resistencia de tierra,  $I_o$  o el valor de la corriente de secuencia cero.  $E$  es la tensión de fase neutro del sistema, antes de producirse el cortocircuito. Mediante un análisis de las mallas de secuencia a través de las distintas relaciones, se puede obtener finalmente la siguiente expresión.

$$I_f = \frac{E}{j(x_1 + x_2 + x_0) + 3R} \quad (5.9)$$

Donde:

$I_f$ : Corriente de cortocircuito monofásica a tierra.

### 3.5 Resistencia de puesta a tierra.

La actividad consta en realizar la medición de resistencia del terreno en cada estructura que conforme la línea de transmisión, antes de las épocas de estiaje para que en temporadas de lluvia se tenga la seguridad de que se drenaran las posibles descargas eléctricas que lleguen a caer sobre las líneas.

## CALCULO DE LA RESISTIVIDAD DEL SUELO.

Suponiendo que se tiene un solo tipo de suelo

DISTANCIA(MTS)	$\Omega$
1	76.6
4	77.9
7	78.5
10	80.6
13	78.9
16	78.3
19	78
20.7	78

*Mediciones de resistividad del suelo*

Calculando resistividad uniforme equivalente en  $\Omega$  m

$$\rho = \frac{\rho_{\max} + \rho_{\min}}{2}$$

Calculando resistividad uniforme equivalente en $\Omega$ m	
PMAX=	76.6
PMIN=	78.9
P=	77.75

<b>La resistencia de contacto de una varilla está dada por la fórmula de Dwight:</b>
<b><math>\rho</math> es la resistividad del terreno en [<math>\Omega</math>-m]</b>
<b>L es el largo de la varilla en [m]</b>
<b>r es el radio de la varilla en [m]</b>
<b>R= 1.731 ohms</b>
<b>r = 35.4 cm = 0.354 m</b>

$$R = \frac{\rho}{2 \cdot \pi \cdot L} \left[ \ln \left( 4 \cdot \frac{L}{r} \right) - 1 \right]$$

**Método de los 3 puntos o Método aproximado.**

$\rho$ : Resistividad del terreno

L: Longitud de la varilla enterrada

d: diámetro de la varilla enterrada

R: Resistencia medida con el aparato de medición.

$$P = \frac{R}{2 \cdot \pi \cdot L} \left( \ln \frac{2.943 * L}{d} \right)$$

L = 2.5m

d = 70.8 cm = 0.708m

R = 78

A = b\*a

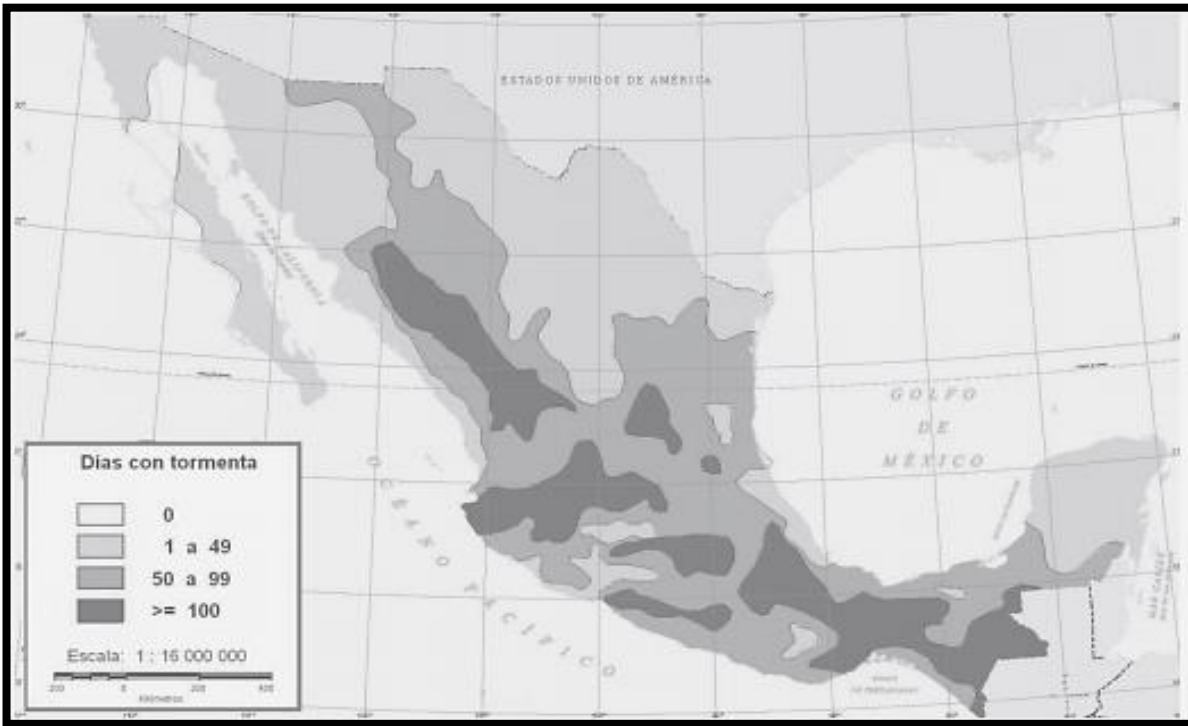
A= 63 \* 250 = 15750

D=  $\sqrt{A/3.14}$

D= 70.80

L =	2.5
d =	0.708
R =	78
calculadora manual=	11.62 $\Omega$ .m

## DIAS CON TORMENTAS EN EL PAIS



## TIPOS DE TORMENTAS

- a) Nube-aire. La electricidad se desplaza desde la nube hacia una masa de aire de carga opuesta.
- b) Nube-nube. El rayo puede producirse dentro de una nube con zonas cargadas de signo contrario.
- c) Nube-suelo. Las cargas negativas de las nubes son atraídas por las cargas positivas del suelo.

La resistencia de la malla de tierra de una subestación, depende del terreno en el cual se instale, la superficie de la cubierta, la resistividad equivalente del terreno, el valor de la resistencia de los electrodos, etc.

Según Schwarz, la resistencia de una malla compuesta es:

$$R = \frac{R_1 * R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 * R_{12}} \quad (5.10)$$

Donde

R 1 : Resistencia del reticulado

R 2 : Resistencia de las barras

R 12 : Resistencia mutua entre el reticulado y las barras

Para calcular cada una de las resistencias se utilizan las siguientes ecuaciones.

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi * L_1} * \left( \ln \left( \frac{4 * L_1}{\sqrt{d * h}} \right) + K_1 * \frac{L_1}{\sqrt{A}} - K_2 \right) \quad (5.11)$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2\pi * n * L_2} * \left( \ln \left( \frac{4 * L_2}{r} \right) - 1 + \frac{2 * K_1 * L_2}{\sqrt{A}} * (\sqrt{n} - 1)^2 \right) \quad (5.12)$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi * L} * \left( \ln \left( \frac{2 * L}{l} \right) + \frac{K_1 * L}{\sqrt{A}} - K_2 + 1 \right) \quad (5.13)$$

Donde:

D: Diámetro del conductor (m)

H: Profundidad de la malla (m)

A : Área que cubre la malla (m<sup>2</sup> )

L<sub>1</sub> : Longitud total de los conductores de la malla (m)

L<sub>2</sub> : Longitud de los electrodos verticales (m)

R: Resistividad del terreno (Ω m)

N: Cantidad de electrodos verticales

R: Radio de los electrodos verticales (m)

L: Longitud de la barra (m)

Los factores K<sub>1</sub> y K<sub>2</sub> se calculan de acuerdo con las siguientes expresiones.

$$K_1 = 1.43 - \frac{2.3 * h}{\sqrt{A}} - 0.044 * \left(\frac{a}{b}\right) \quad (5.14)$$

$$K_2 = 5.5 - \frac{8 * h}{\sqrt{A}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{A}}\right) * \frac{a}{b} \quad (5.15)$$

Donde:

a : Ancho de la malla (m)

b : Largo de la malla (m)





FIG. 28 MEDICION DEL SISTEMA DE TIERRAS EN TORRES.

### 3.6 Seguridad Hacia El Personal.

El riesgo de muerte de una persona que ha sufrido contacto con algún elemento energizado, depende de.

- Frecuencia.
- Magnitud.
- Duración de la circulación de corriente a través del cuerpo humano.

El tiempo que una persona puede soportar la circulación de una corriente eléctrica a través de su cuerpo, sin sufrir daño corporal (fibrilación ventricular), es bastante corto y puede ser determinada mediante una ecuación experimental dada en la ecuación (5.16)

$$I_k = \frac{0.116}{\sqrt{t}} \quad (5.16)$$

Donde:

$I_k$  : Valor eficaz máximo de la corriente a través del cuerpo humano (A)

$t$  : Tiempo de duración del contacto (seg.)

0.116 : Constante empírica

La ANSI/IEEE ha propuesto en su forma st.80, una serie de expresiones para el cálculo aproximado de la solicitaciones de voltaje en el interior y contorno de una malla a tierra. Estas expresiones se basan en una modelación simplificada de una malla, complementada con estudios experimentales realizados en modelos (cuba electrolítica). Las proposiciones iniciales se han ido modificando en las nuevas versiones de la norma, en la medida que los métodos más exactos disponibles, han indicado diferencias importantes con los valores obtenidos de este método aproximado.

### 3.6.1. Tensión de contacto.

La tensión de contacto es aquella a la que queda sometida una persona al tocar un equipo energizado.

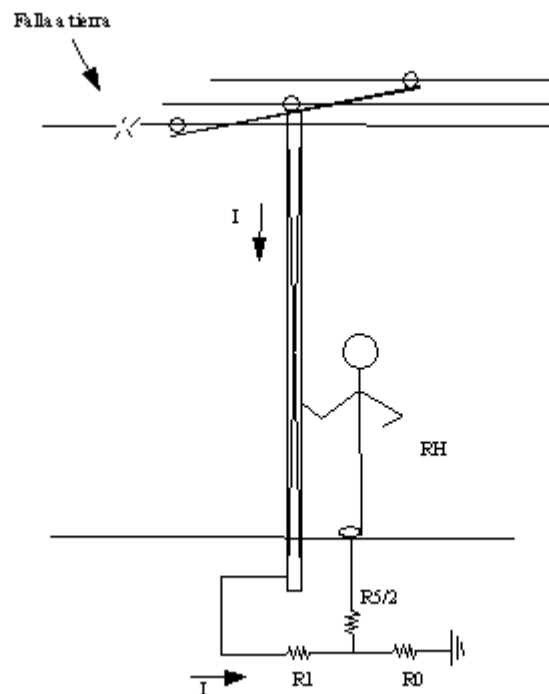


FIG. 29 TENSION INDUCIDA POR UNA FALLA A TIERRA

La máxima tensión de contacto a que puede quedar sometida una persona se determina mediante la ecuación (5.17).

$$V_c = \frac{116 + 0.058 * R_p}{\sqrt{t}} \quad (5.17)$$

Donde:

$\sqrt{t}$  : Tiempo de duración del contacto (seg.)

$R_p$  : Resistencia de contacto de un pie con el terreno

Una aproximación aceptada para la tensión de contacto queda determinada por la siguiente ecuación (5.18). La tensión de contacto aproximada deberá ser menor al valor máximo admisible.

$$K_m * K_i * \rho * \frac{I}{L} < \frac{116 + 0.058 * R_p}{\sqrt{t}} \quad (5.18)$$

El valor de  $K_m$  y  $K_i$  se puede hallar mediante las siguientes ecuaciones

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \ln \left( \frac{D^2}{16 * h * d} \right) + \frac{1}{\pi} \ln \left( \frac{2}{3} * \frac{5}{6} * \frac{7}{8} * \dots \right) \quad n - 2 \text{ terminos} \quad (5.19)$$

$$K_i = 0.65 + 0.172 * n \quad (5.20)$$

Donde:

$D$  : Distancia entre conductores paralelos (m)

$h$  : Profundidad de la malla (m)

$d$  : Diámetro del conductor de la malla (m)

$n$  : Número de conductores del lado mayor de la malla

### 3.6.2 Tensión de paso.

La tensión de paso corresponde a la elevación de potencial debido a la corriente de cortocircuito que circula desde la malla al terreno, y aunque a su vez forzara a que circule una corriente por el cuerpo de una persona que se encuentre parada sobre la malla. La tensión de paso se determina para una distancia entre puntos a considerar con separación de 1 metro.

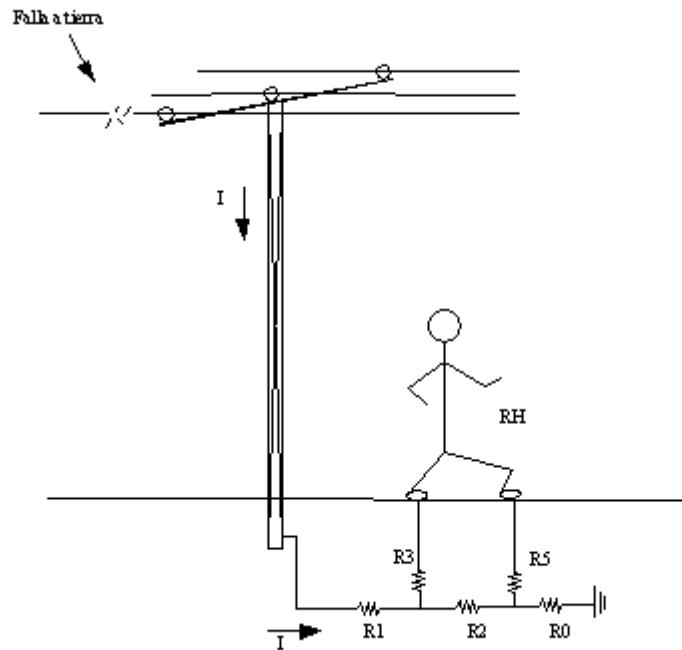


FIG. 30 TENSION DE PASO

La tensión de paso máxima a que puede quedar sometida una persona se indica en la siguiente ecuación (5.21).

$$V_p = \frac{116 + 0.232 * R_p}{\sqrt{t}} \quad (5.21)$$

La tensión de paso deberá ser menor al valor máximo permisible, estas expresiones quedan determinadas de la siguiente ecuación (5.22)

$$K_s * K_i * \rho * \frac{I}{L} < \frac{116 + 0.232 * R_p}{\sqrt{t}} \quad (5.22)$$

Donde:

$K_s$  : Factor de proporcionalidad debido a la geometría de la malla

$K_m$  : Factor de proporcionalidad debido a la geometría de la malla

$K_i$  : Factor de proporcionalidad del terreno en donde se instala la malla

$K$ : Resistividad del terreno

$I$  : Corriente dispersada por la malla de tierra

$L$  : Longitud total equivalente de los elementos que conforman la malla, considerando conductores y mallas

$t$  : Tiempo de operación de las protecciones

La resistencia de contacto entre un pie y el terreno, es la del calzado de la persona, más la resistencia de contacto de éste con el terreno. La primera de ellas, se acostumbra suponerla igual a cero, considerando posibles condiciones de humedad. La resistencia de contacto de un pie en el terreno se puede determinar aproximadamente aceptando su equivalencia con una plancha circular de un radio de 8 cm.

Laurent y Heppe han propuesto para esta situación, expresiones que permiten determinar aproximadamente la resistencia de un electrodo de pequeña dimensiones en comparación con el espesor del estrato superior. Los valores calculados con estas expresiones son muy similares, siendo más simple el cálculo con la de Laurent (5.23).

$$R_p = \frac{\rho_s}{4} * \left( \frac{1}{r} + \frac{1}{h_s} * L_m \frac{\rho_s + \rho_t}{2\rho_s} \right) \quad (5.23)$$

Donde:

$r$  : 0.08 metros

$s$  : Resistividad del material artificial que cubre el área de la puesta a tierra.

$h_s$  : Espesor, normalmente entre 0.10 y 0.15 metros.

$t$  : Resistividad superior del primer estrato natural del terreno.

En la figura N° 5.6 se indica, para  $h_s = 0.10$  y  $0.15$  metros, los valores de resistencia  $R_p$  de contacto de un pie con el terreno. De ella se desprende que el valor de resistencia de un pie de estructura en el terreno varia, dependiendo de la resistividad del estrato superior del terreno natural, entre 1.5 y 3 veces , para  $h_s = 0.10$  metros; y entre 2 y 3 veces  $s$  , para  $h_s = 0.15$  metros. Esto difiere del valor constante  $3 \cdot s$  , tradicionalmente utilizado al no considerar el efecto del terreno bajo la capa de materia artificial.

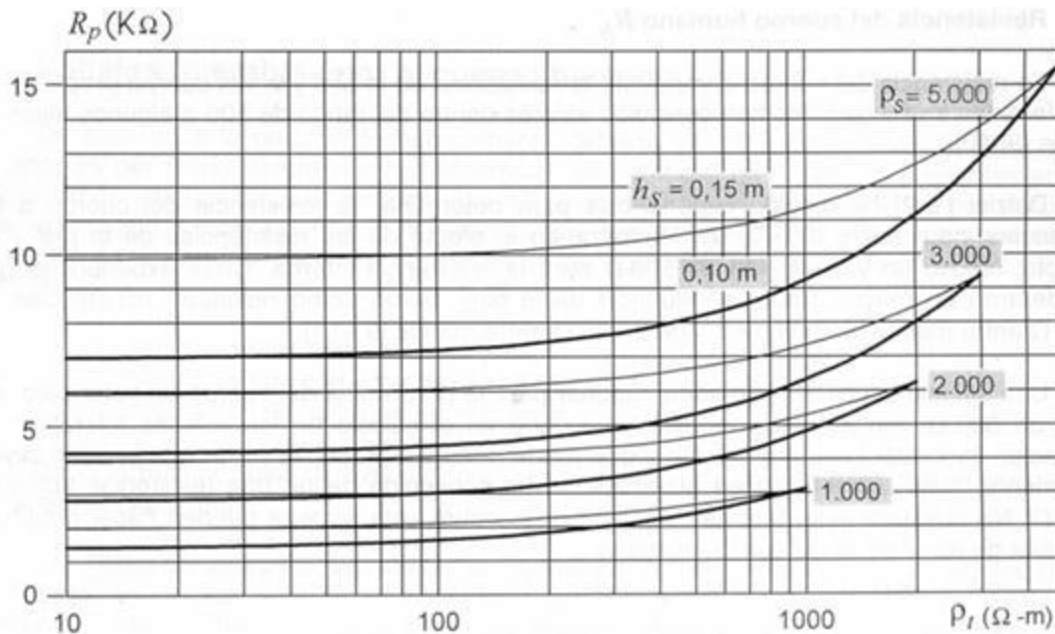


FIG. 31 RESISTENCIA DE TERRENO

Red de puesta a tierra para estructura de líneas de transmisión aéreas de 115 kv.

ESPECIFICACION CFE 00JL0-28

Definiciones para efectos de esta especificación se establece las siguientes especificaciones

Corriente de descargas atmosférica, es la corriente provocada por un rayo que incide en la línea de transmisión aérea y que fluye por el sistema de puesta a tierra.

Corriente de falla, es la corriente alterna que fluye durante una falla de corto circuito de los conductores de la línea de transmisión aérea.

Electrodo de puesta a tierra, cuerpo conductor o con junto de elementos de conductores agrupados y en contacto con el suelo y destinados a establecer una conexión con el mismo.

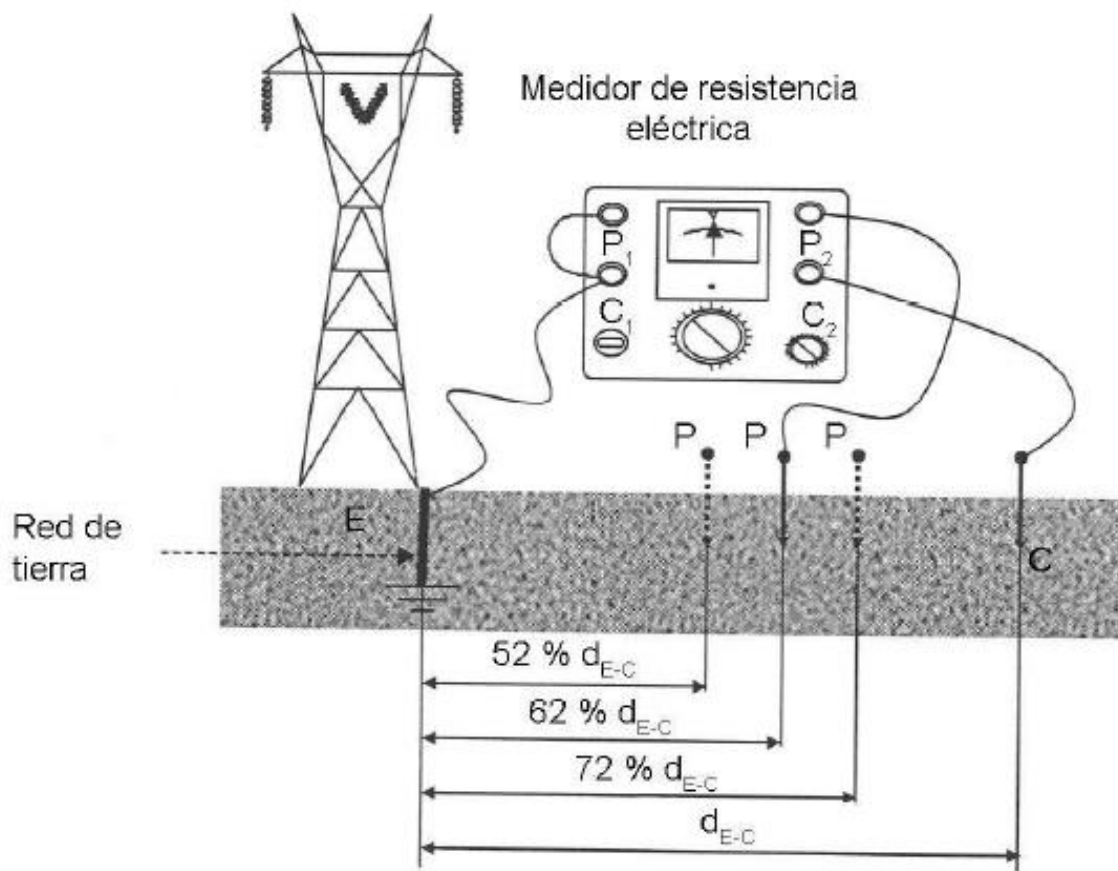


FIG. 32 MEDICION DE SISTEMA PUESTA A TIERRA EN PIE DE ESTRUCTURA.

Medición de la resistencia eléctrica de la red de puesta a tierra con hilo de guarda conectado  
La metodología de la medición de resistencia eléctrica de la red de puesta a tierra está en función del equipo de medición utilizado y la conexión del hilo de guarda, de la siguiente manera:

- Cuando el hilo de guarda esté conectado y se utilice equipo de medición de alta o baja
- Frecuencia, la distancia de instalación de los electrodos auxiliares de corriente C y de potencial
- P con respecto a la pata de la torre, deben ser de 75 m y 46.5 m respectivamente, el valor medido corresponde al valor de resistencia.
- Cuando el hilo de guarda esté desconectado y se utilice equipo de medición de baja frecuencia debe aplicarse lo indicado en el punto.
- Los equipos de medición deben de tener una corriente de prueba mínima de 10 mA y el de baja frecuencia debe tener un rango de frecuencia de 60 Hz a 200 Hz y los equipos de alta frecuencia arriba de 25 000 Hz.
- La dirección de la medición se debe realizar de preferencia perpendicular a la línea en cualquier sentido, de no poder realizarla en esa dirección, se puede realizar longitudinalmente a la línea y en el último de los casos en forma diagonal, siempre y cuando no existan contra-antenas instaladas. En el caso de estructuras de deflexión, la medición se debe hacer en la dirección de la cruceta.

Criterios de aceptación para la medición de la resistencia con resistividad del subsuelo menor que 100 Ohm·m

Por lo general cuando la resistividad del subsuelo es menor que 100 ·m, el valor de la resistencia eléctrica de la red de puesta a tierra es menor que 10 , por esta razón se mide la resistencia con equipo de baja frecuencia e hilo de guarda conectado con las siguientes consideraciones:

- Si el valor medido es menor que 5 se considera aceptable.



- Si el valor medido es mayor que 5, se verifica que las conexiones a tierra se encuentren instaladas, de lo contrario se corrigen y se vuelve a medir la resistencia, cuyo valor esperado es menor que 5; de no ser así, la medición debe repetirse.
- Si el valor obtenido en la nueva medición es mayor que 5, debe desconectarse el hilo de guarda y medir nuevamente. Si el nuevo valor es mayor que 10, se debe corregir y/o mejorar la red de puesta a tierra.
- Todos los valores medidos deben registrarse de esta especificación.
- En caso de utilizar equipo de alta frecuencia, la medición se realiza sin desconectar el hilo de guarda y si la resistencia es menor que 10, este valor se considera aceptable y se anota en el formato. En caso de que el valor sea mayor que 10, se debe corregir y/o mejorar la red de puesta a tierra.

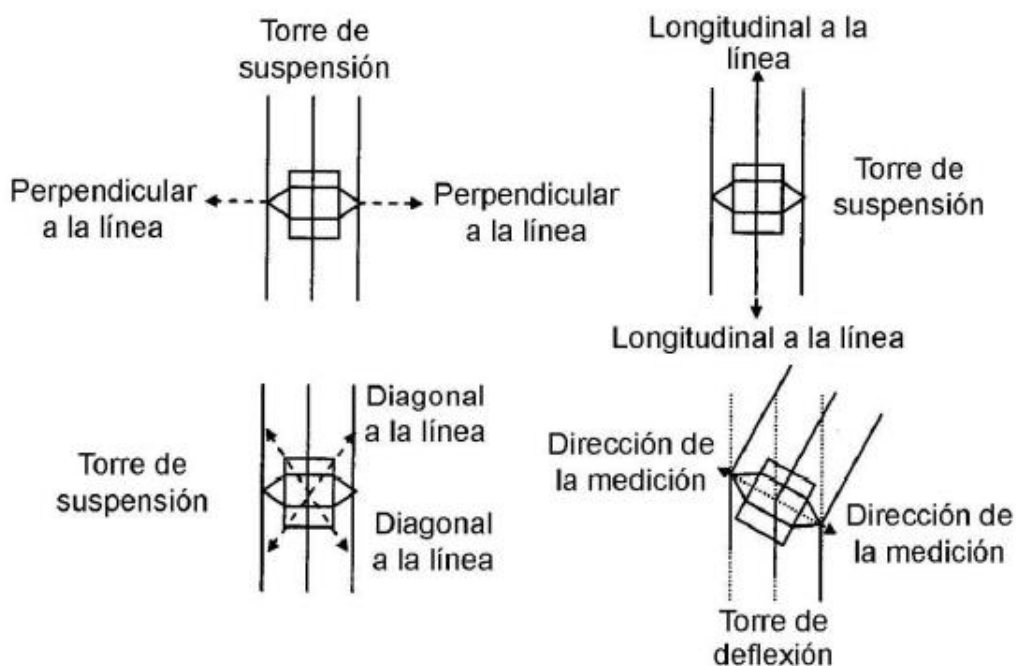


FIG. 33 MEDICION PARA LAS TORRES DE SUBTRANSMISION

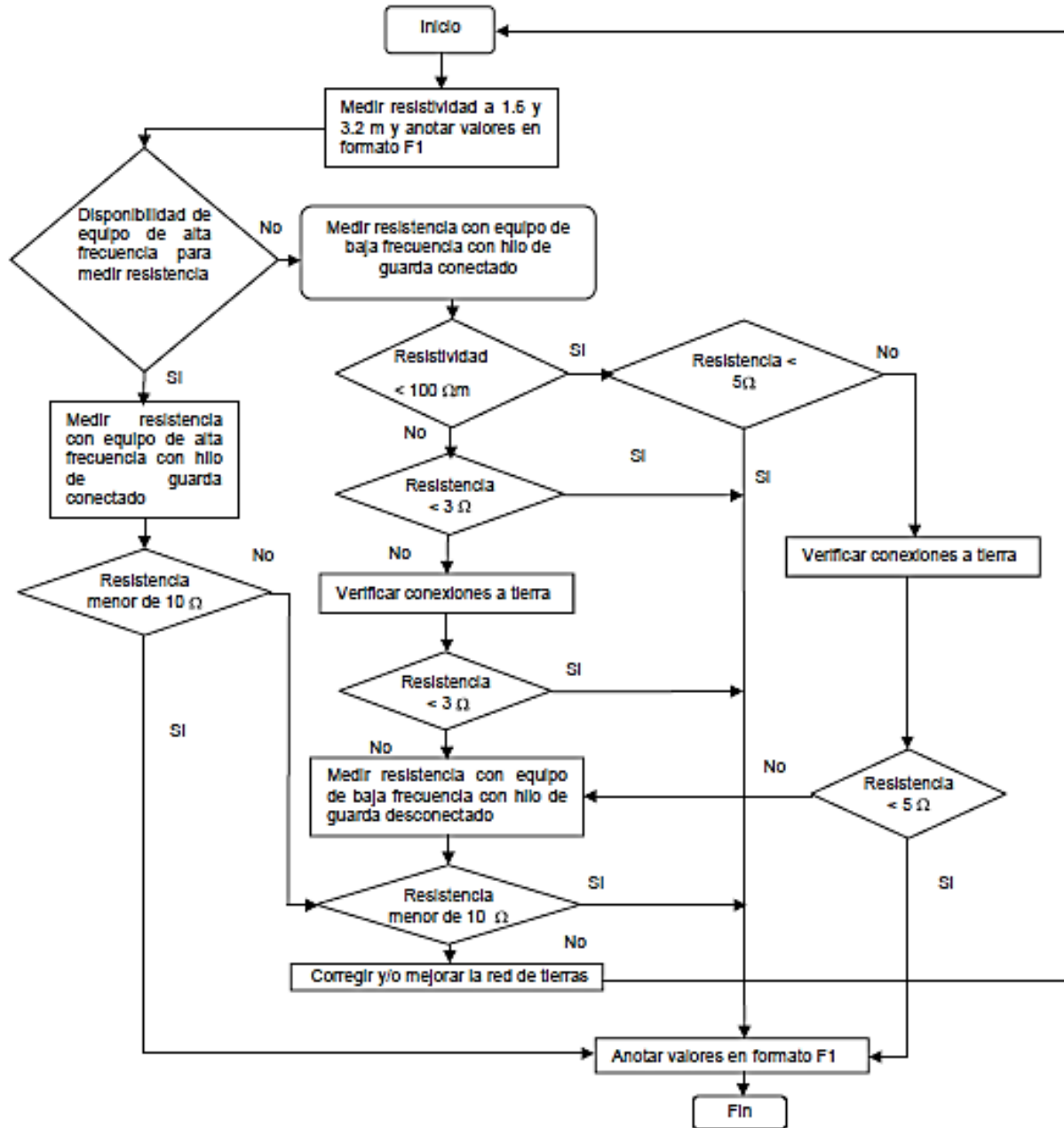


DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LA RED DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS DE LÍNEAS AÉREA EN OPERACIÓN.

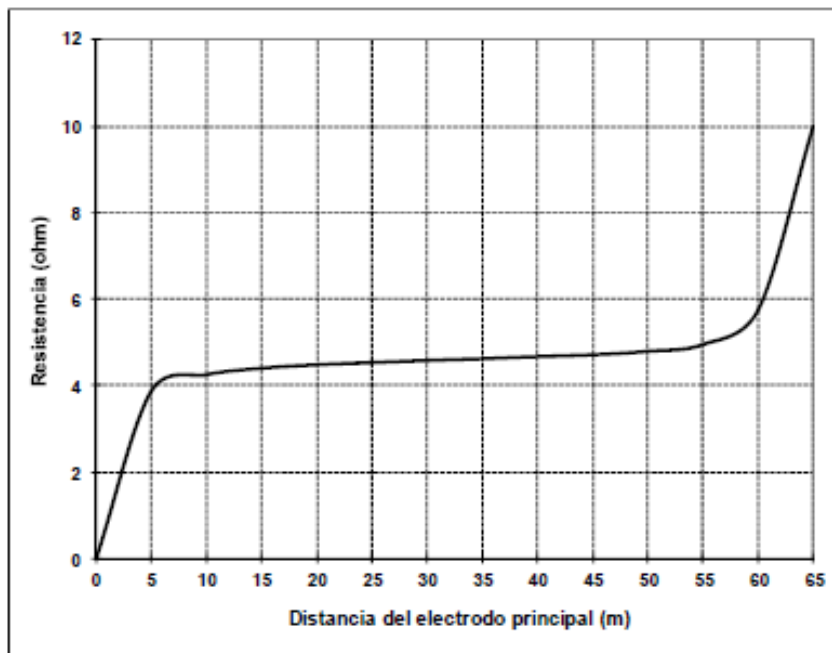


FIG. 34 MEDICION DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO.

Concepto	Descripción	Norma o especificación aplicable
Cable de Cobre o Cable de acero recubierto de cobre	Alambre de cobre electrolítico, en sección circular, temple semiduro, de sección transversal de 33.62 mm <sup>2</sup> o mayor, conductividad I.A.C.S. a 20 °C de 97.66 % Cable de acero con recubrimiento de cobre soldado (30 ACS 7 No. 9) de sección transversal de 46,44 mm <sup>2</sup> o mayor, diámetro nominal de 8.71 mm de resistencia de 1.27481 /km	NOM-063-SCFI NMX-J-002-ANCE NMX-J-035-ANCE NMX-J-036-ANCE NMX-J-012-ANCE CFE E0000-32 CFE E0000-33
Electrodos tierra	Varilla de acero con recubrimiento de cobre electrolítico de acuerdo a la especificación	CFE 56100-16

Conexiones soldables	Conexiones soldables tipo exotérmico prototipo probado de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Especificación.	CFE DY700-26
Relleno	Terreno vegetal o químico intensificado	

## Conclusiones.

La mejora en esta trayectoria de subestación Villaflores LST de 115 kV, con un total de 139 estructuras de tipo TAR Y TAS con una distancia de 48.8 kilómetros de la subestación independencia (IPD) a la subestación Villaflores (VFD) quedara en conexión tipo anillo para la alimentación de esta subestación, con el propósito de tener la continuidad del servicio eléctrico de esta región, respecto a mantenimiento y la eficiencia de la energía ya que cada año aumenta la demanda en consumo por parte de la ciudad de Villaflores, va en aumento lo que es favorable asegurar el suministro de energía ya que cuenta con servicios importantes como el hospital que se encuentra en la ciudad alimentado por un solo circuito.

En esta región. El uso de este tipo de sistema de tierra tipo se utiliza por la eficiencia para drenar las descargas atmosféricas y las fallas que se puedan presentar en la LST , todo esto debido a la incidencias de rayo en esta zona y los días de lluvias que se presentan, todo adicionado con las protecciones del hilo de guarda y los apartarrayos tipo ALEA 115 de clase 2 que se acoplaran a los sistemas de tierra para mayor protección de esta línea asegurando la continuidad del suministro de la energía y minimizar las tasas de salidas por descargas atmosféricas y pasar de una falla franca a una falla transitoria y/o hacerla nula esta falla.

Con los datos obtenidos del tipo de suelo que son dos en esta región de tipo Leptosoles y Regosoles se reflejan las mediciones de la resistencia de tierra se hacen las acondicionamientos de Tierra para que el sistema de tierra sea eficiente en el área y cumpla con los valores permitidos por la empresa suministradora CFE. Haciendo esta obra de mayor calidad para el sistema de potencia de la zona Tuxtla y disminuir los gastos de falla que se generan al restablecer la continuidad en el sistema radial que se encuentra la subestación Villaflores.

El sistema tipo malla hace que el sistema de protección de la LST sea segura para la ciudad Villaflores ya que se adicionan los acoplamiento de las otras protecciones que cuenta la línea LST para descargas atmosféricas y otras causas que se puedan presentar en los años con su respectivo mantenimiento y acondicionamiento de la LST. Así el sistema eléctrico de esta región quedara en forma anillada que nos permite dar mantenimiento con seguridad y hacer seccionamientos.

## Abreviaturas.

CFE	Comisión Federal de Electricidad
HZ	frecuencia
KA	Kiloampers
KV	kilovoltios
MW	Megawatts
TAR	Torre autoportable de remate
TAS	Torre autoportable de soporte
LS t	Líneas de subtransmision
OCZ	Ocozacoautla
LS Tipd	Líneas de subtransmision independencia
LGZ	Líneas la garza
SPT	Sistema de puesto a tierra
SEC	Servicio eléctrico y combustible
$\Omega$	ohm

## Índice De Figuras.

FIG. 1 DIAGRAMA DE POTENCIA.	16
FIG. 2 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	17
FIG. 3 SISTEMA DE SUBTRANSMISION	18
FIG. 4 DESCARGA SOBRE HILO DE GUARDA	20
FIG. 5 DESCARGAS ATMOSFERICAS	21
FIG. 6 DIAS CON TORMENTA EN EL PAIS	22
FIG. 7 FORMACION DE LA DESCARGA ATMOSFERICA	24
FIG. 8 AFECATCIONES EN LAS LINEAS DE TRANSMISION	27
FIG. 9 LINEAS INDUCIDAS POR EL RAYO	28
FIG. 10 CONEXION DE PUESTA A TIERRA SERVICIO DOMICILIARIO	31
FIG. 11 TIPOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA	33
FIG. 12 COMPONENTES PARA UN SISTEMA DE TIERRA.	34
FIG. 13 CONEXION PARA MEDICION DE SISTEMA DE PUESTA A TIERRA	37
FIG. 14 MEDICION DEL SISTEMA DE TIERRA EN UNA TORRE DE SUBTRANSMISION	38
FIG. 15 IDENTIFICACION DEL SUELO	40
FIG. 16 MEGGER EQUIPO DE MEDICION	41
FIG. 17 FORMULA DE TASA DE SALIDA	45
FIG. 18 SUBESTACION VILLAFLORES.	48
FIG. 19 SUBESTACION INDEPENDENCIA.	49
FIG. 20 TIPOS DE SUELO EN EL ESTADO DE CHIAPAS	50
FIG. 21 TIPO DE SUELO AL INICIO DE LA SUBESTACION IPD	51
FIG. 22 TIPO DE TERRENO ALA ESTRUCTURA 13.	52
FIG. 23 TIPO DE SUELO AL FINAL DEL CIRCUITO IPD-VFD	52
FIG. 24 CONFIGURACION DE UN SISTEMA DE MALLA	54
FIG. 25 TERRENOS CON SUPERFICIE DE TRES CAPAS.	58
FIG. 26 TABLA DE RESISITIVAD DEL TERRENO	58
FIG. 27 CONEXION DE DOS SISTEMAS TIERRA TIPO MALLA	59
FIG. 28 MEDICION DEL SISTEMA DE TIERRAS EN TORRES	65
FIG. 29 TENSION INDUCIDA POR UNA FALLA A TIERRA	66
FIG. 30 TENSION DE PASO	68
FIG. 31 RESISTENCIA DE TERRENO	70

<i>FIG. 32 MEDICION DE SISTEMA PUESTA A TIERRA EN PIE DE ESTRUCTURA.</i>	<i>71</i>
<i>FIG. 33 MEDICION PARA LAS TORRES DE SUBTRANSMISION</i>	<i>73</i>
<i>FIG. 34 DIAGRAMA DE FLUJO PARA LA MEDICIÓN DE RESISTENCIA DE LA RED DE PUESTA A TIERRA EN ESTRUCTURAS DE LÍNEAS AÉREA EN OPERACIÓN.</i>	<i>74</i>
<i>FIG. 35 MEDICION DE LA RESISTENCIA DEL TERRENO.</i>	<i>75</i>



## Referencias Bibliográficas.

<http://intensity.com.mx/es/blog/%C2%BFqu%C3%A9-es-y-para-qu%C3%A9-sirve-la-puesta-tierra>

<http://www.gamma.com.co/puesta-a-tierra-de-lineas-de-transmision/>

[http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S1815-59012014000300003](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1815-59012014000300003)

<http://www.sectorelectricidad.com/17495/descargas-atmosfericas-y-su-efecto-en-las-lineas-de-transmision/>

*Equipo de puesta a tierra para líneas de transmisión México, D.F 2012, Instituto Politécnico Nacional, C. Jonathan Aguirre Cazares, C. Sergio Céspedes Segura.*

*Incidencia De Las Descargas Atmosféricas En Líneas Aéreas De Media Tensión Sobre Los 3800 Msnm, Iván Turco Aliaga, Ivanturco@Gmail.Com, Ingeniero Electricista, Facultad De Ingeniería Eléctrica Y Electrónica Universidad Nacional Del Centro Del Perú.*

*Sistema Experto En Análisis De Fallas En Líneas Eléctricas De Transmisión Degl'innocenti, A, Salcedo, J.I, Hollman, E., Britos, P2, García-Martínez, R. 2y Rossi, B. Centro De Ingeniería Del Software E Ingeniería Del Conocimiento (Capis). Itba*

*Análisis De Fallas En Las Líneas De Transmisión Del Grupo Empresarial Isa, Universidad Tecnológica De Pereira Facultad De Ingenierías Eléctrica, Electrónica, Física Y Ciencias De La Computación Prorama De Ingeniería Eléctrica Pereira, 2008 Juliana Peña García.*

*Modelación de sistemas de puesta a tierra para evaluación de sobretensiones transitorias, Energética vol.35 no.3 La Habana sep.-dic. 2014, MSc. Yandi Gallego Landera, Dr. Ángel Valcárcel Rojas, MSc. Alberto Limonte Ruiz, Lic. Adis Perla Mariño Rivero.*

*Sobretensiones transitorias de origen atmosférico Schneider Electric*

Luis A. Siegert C. “Alta Tensión y Sistemas de Transmisión”, 1ra Edición, Editorial Limusa, México, Págs.256-257,1988.

Jhon Anderson, Thomas A. Short, *Algorithms For Calculation of Lightning Induced Voltages on Distribution Lines*, , *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 8, N°3, Julio 1993.

Chowdhuri P., Gross E. “*Voltages Surges Induced on Overhead Lines by Lightning Strokes*” *IEEE Proceedings*, vol. 114 No. 12 December 1967.

*PROCEDIMIENTO DE IDENTIFICACIÓN DE LA CAUSA RAÍZ DE LOS EVENTOS OPERATIVOS O DISTURBIOS QUE OCASIONEN INTERRUPCIÓN DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO A LOS USUARIOS FINALES, PARA LA DETERMINACIÓN DE ACCIONES CORRECTIVAS, PREVENTIVAS Y PREDICTIVAS, Y ASIGNACIÓN DE RESPONSABILIDADES 17-01-2017.*

Canabal, C. y Zambrano, L. *Criterios y parámetros de diseño de aislación para líneas de extra alto voltaje. Maracaibo: III Jornadas nacionales de potencia, 1982.*

*IEEE 1313.1. Standard for insulation coordination, definitions, principles and rules. New York, 1996.*

[https://www.structuralia.com/blog/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales.](https://www.structuralia.com/blog/aisladores-en-lineas-electricas-materiales-tipos-y-caracteristicas-principales)

Hernández, A. *Coordinación de aislamiento de circuitos de distribución aéreas Ante sobretensiones atmosféricas. (Tesis Doctoral).*--Sartenejas, Baruta: Universidad Simón Bolívar, 1995.

*Revista Facultad de Ingeniería No. 30 y 31. Universidad de Antioquia. Medellín, Colombia. 2004.*

*UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO FACULTAD DE INGENIERÍA,  
TRABAJOS DE MANTENIMIENTO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN, RAÚL MIGUEL  
MEZA HERNÁNDEZ.*

[http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5030324&fecha=22/02/2008&print=true](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5030324&fecha=22/02/2008&print=true)

*LIBRO Líneas de transmisión de energía AUTOR Luis María Checa. (2008 Análisis del  
comportamiento de líneas aéreas frente al rayo (Apunte de cátedra) – UTN F. R. Los  
Sistemas de Potencia – Walter Brockering Christie, Rodrigo Palma Behnke, Luis Vargas  
Díaz) – Ed. Prentice Hall.*