



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

**ESTUDIO DEL FACTOR DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
DE POTENCIA PARA 230KV**

**Félix Joaquín Guerra Porras**  
Asesorado por el Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira

Guatemala, octubre de 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ESTUDIO DEL FACTOR DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO  
DE POTENCIA PARA 230kV**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR:

**FÉLIX JOAQUÍN GUERRA PORRAS**

ASESORADO POR EL INGENIERO FERNANDO ALFREDO MOSCOSO LIRA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE  
**INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2007

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

|            |                                      |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos      |
| VOCAL I    | Inga. Glenda Patricia García Soria   |
| VOCAL II   | Inga. Alba Maritza Guerrero de López |
| VOCAL III  | Ing. Miguel Ángel Dávila Calderón    |
| VOCAL IV   | Br. Kenneth Issur Estrada Ruiz       |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas     |

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

|            |                                      |
|------------|--------------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympo Paiz Recinos      |
| EXAMINADOR | Ing. Gustavo Benigno Orozco Gódinez  |
| EXAMINADOR | Ing. Julio Rolando Barrios Archila   |
| EXAMINADOR | Ing. Carlos Humberto Pérez Rodríguez |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivonne Véliz Vargas     |

**HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

**ESTUDIO DEL FACTOR DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA  
ELÉCTRICO DE POTENCIA PARA 230kV,**

tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica-Eléctrica, el 11 de octubre de 2006

---

Félix Joaquín Guerra Porras

Guatemala, 27 de agosto de 2007

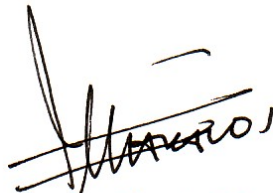
Ing. José Guillermo Bedoya Barrios  
Coordinador del Área de Potencia  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería  
Universidad de San Carlos de Guatemala

Señor Coordinador:

Por medio este medio hago de su conocimiento que he revisado el trabajo de graduación "**Estudio del factor de aterrizamiento del sistema eléctrico de potencia para 230kV**", desarrollado por el estudiante **Félix Joaquín Guerra Porras**; con base a la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que ha alcanzado los objetivos propuestos por los cuales el estudiante y mi persona nos hacemos responsables del contenido de este mismo.

Sin otro particular, me suscribo ante usted.

Atentamente;



Ing. Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Colegiado No. 6386

Fernando Alfredo Moscoso Lira  
Ingeniero Mecánico Electricista  
Colegiado No. 6386



Guatemala, 9 de octubre 2007.

FACULTAD DE INGENIERÍA

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

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
**Estudio del factor de aterrizamiento del sistema eléctrico de potencia para 230kV, desarrollado por el estudiante; Félix Joaquín Guerra Porras,** por considerar que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,

~~ID Y ENSEÑAD A TODOS~~

  
Ing. José Guillermo Bedoya Barrios  
Coordinador Área de Potencia

JGBB/sro



UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Area, al trabajo de Graduación del estudiante; Félix Joaquín Guerra Porras, titulado: **Estudio del factor de aterrizamiento del sistema eléctrico de potencia para 230kV**, procede a la autorización del mismo.

~~Ing. Mario Renato Escobedo Martínez~~

**DIRECTOR**



**GUATEMALA, 11 DE OCTUBRE 2,007.**

Universidad de San Carlos  
de Guatemala



Facultad de Ingeniería  
Decanato

Ref. DTG. 407.2007

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, al trabajo de graduación titulado: **ESTUDIO DEL FACTOR DE ATERRIZAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA PARA 230KV**, presentado por el estudiante universitario **Félix Joaquín Guerra Porras**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. ~~Murphy Olympe Paiz Recinos~~  
DECANO

Guatemala, octubre de 2007



/gdech



DEDICADO A MI ABUELITA FRANCISCA PALMA Y A MIS  
PADRES CARLOS Y SONIA

## **AGRADECIMIENTOS A:**

Dios, por darme la vida y haberme permitido llegar hasta aquí, ya que sin Él nada de esto sería posible.

### **Familia**

Mi abuelita, por haberme dado valores y principios, porque ha estado conmigo cuando nadie más estuvo, por su cariño y por ser ejemplo de trabajo incansable.

Mis padres Carlos Guerra y Sonia Porras, por su cariño, por ser ejemplo de honradez y rectitud, por apoyarme económicamente durante la carrera universitaria.

Mis abuelos Joaquín Porras y Elsa Calderón, por su cariño, confianza y por apoyarme económicamente durante toda mi vida.

Mi hermana Keny, por su cariño y por ser un ejemplo de trabajo.

Mis tíos y primos en general; pero en especial a mi primo Marvin Porras, por ser una buena persona conmigo.

Mis amigos que estuvieron desde un inicio hasta el final de la carrera, Javier Gálvez, José Letona, Mario Avalos y Ronald Estrada; gracias por sus consejos y apoyo; pero nunca olvidaré a mis dos amigos que estuvieron en los peores momentos de la carrera, Luís Álvarez y Henry Martínez, gracias a su apoyo, buen corazón y bondad pude salir adelante, les estaré eternamente agradecido.

### **Ingenieros**

Ing. Fernando Moscoso por asesorar el trabajo de graduación y por su confianza.

Ing. Guillermo Bedoya, por ayudarme en la parte final de la carrera y por ser una gran persona.

Ing. Gustavo Orozco, por enseñarme y por haberme hecho una mejor persona.

Inga. Glenda García, por ser un ejemplo como persona y por su férrea lucha por la academia.

## ÍNDICE GENERAL

|   |            |
|---|------------|
| <b>ÍNDICE DE ILUSTRACIONES</b>  | <b>III</b> |
| <b>LISTA DE SÍMBOLOS</b>  | <b>V</b>   |
| <b>RESUMEN</b>  | <b>VII</b> |
| <b>OBJETIVOS</b>  | <b>IX</b>  |
| <b>INTRODUCCIÓN</b>   | <b>XI</b>  |
| <br>  |            |
| <b>1 DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTAS A TIERRA</b>   | <b>1</b>   |
| 1.1 Resistividad y modelo del terreno   | 1          |
| 1.2 Método artificial para reducir la resistencia del terreno                               | 6          |
| 1.3 Parámetros de diseño de sistema de puesta a tierra                                      | 11         |
| 1.3.1 Corriente permisible por el cuerpo humano   | 11         |
| 1.3.2 Voltajes tolerables de paso y de contacto   | 12         |
| 1.4 Evaluación de la resistencia de tierra  | 15         |
| 1.5 Comportamiento de la red de tierra según geometría y colocaciones del electrodo         | 23         |
| 1.5.1 Incremento en la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme | 25         |
| 1.5.2 Incremento de la longitud de un conductor horizontal                                  | 27         |
| 1.5.3 Incremento de la longitud del lado de una plancha                                     | 28         |
| 1.5.4 Incremento del radio de una barra de tierra   | 29         |
| 1.5.5 Profundidad de enterramiento  | 30         |
| 1.5.6 Efecto de proximidad  | 31         |
| <br>  |            |
| <b>2 PARARRAYOS</b>   | <b>33</b>  |
| 2.1 Formación del rayo  | 33         |
| 2.1.1 Ionosfera   | 34         |

|          |  |           |
|----------|--|-----------|
| 2.1.2    | Propiedades eléctricas de la atmósfera de buen tiempo  | 35        |
| 2.1.3    | Circuitos Eléctrico Global   | 37        |
| 2.1.4    | Contribución de las tormentas al circuito eléctrico global                                   | 39        |
| 2.1.5    | Procesos de generación y separación de carga   | 40        |
| 2.1.5.1  | Teoría de la precipitación   | 41        |
| 2.1.5.2  | Teoría de la convección  | 41        |
| 2.1.5.3  | Modelo inductivo de Elster-Geitel  | 42        |
| 2.1.5.4  | Modelo inductivo de Wilson   | 43        |
| 2.1.6    | Descargas eléctricas de rayos  | 44        |
| 2.1.7    | Procesos del rayo negativo nube-tierra   | 45        |
| 2.1.8    | Campo eléctrico generado por un rayo nube-tierra negativo                                    | 48        |
| 2.1.9    | Descargas positivas  | 49        |
| 2.2      | Selección de Pararrayos  | 50        |
| 2.2.1    | Tensión nominal del Pararrayos   | 51        |
| 2.2.2    | Coordinación de aislamiento  | 53        |
| <b>3</b> | <b>ESTUDIO DEL CORTO CIRCUITO</b>  | <b>59</b> |
| 3.1      | Métodos de cálculo de cortocircuito  | 59        |
| 3.1.1    | El método de caída porcentual  | 62        |
| 3.1.2    | El método de las componentes simétricas  | 66        |
| <b>4</b> | <b>COMPORTAMIENTO DE LOS MODELOS DE PUESTA A TIERRA<br/>BAJO DESCARGA ELECTROATMOSFÉRICA</b> | <b>85</b> |
| <b>5</b> | <b>MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA</b>  | <b>97</b> |
| 5.1      | Introducción   | 97        |

|                        |            |
|------------------------|------------|
| <b>CONCLUSIONES</b>    | <b>99</b>  |
| <b>RECOMENDACIONES</b> | <b>101</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>    | <b>103</b> |



## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

|    |  |    |
|----|--|----|
| 1  | Resistencia vs. Longitud de la barra                           | 25 |
| 2  | Resistencia vs. Longitud de barra en suelo estratificado       | 27 |
| 3  | Resistencia vs. Longitud del conductor horizontal              | 28 |
| 4  | Resistencia vs. Longitud del lado de malla cuadrada            | 29 |
| 5  | Resistencia vs. Radio de la barra                              | 30 |
| 6  | Resistencia combinada de dos barras verticales                 | 32 |
| 7  | Perfiles verticales de conductividad eléctrica de la atmósfera | 35 |
| 8  | Propiedades eléctrica de la atmósfera de buen tiempo           | 36 |
| 9  | Circuito Global simplificado                                   | 37 |
| 10 | Principales flujos de corriente de una nube convectiva         | 39 |
| 11 | Separación de cargas   | 42 |
| 12 | Modelo inductivo de Elster-Geitel                              | 43 |
| 13 | Modelo inductivo de Wilson                                     | 44 |
| 14 | Proceso de formación de un rayo                                | 47 |
| 15 | Campo eléctrico generado por un rayo NT(-)                     | 48 |
| 16 | Descarga Positiva en una nube convectiva                       | 50 |
| 17 | Componentes simétricas   | 67 |
| 18 | Red estática de elementos simétricos                           | 70 |
| 19 | Diagrama de componentes simétricas                             | 72 |
| 20 | Redes de componentes simétricos                                | 81 |
| 21 | Respuesta de Quickfield para el voltaje de paso de una varilla | 85 |
| 22 | Respuesta de Quickfield para el voltaje de paso de una malla   | 86 |
| 23 | Circuito equivalente de Meliopoulos                            | 87 |

|    |  |    |
|----|--|----|
| 24 | Circuito equivalente de una malla                            | 87 |
| 25 | Circuito equivalente de una varilla                          | 88 |
| 26 | Respuesta de la varilla y la malla en condiciones normales   | 89 |
| 27 | Humedad vs. Resistividad                                     | 90 |
| 28 | Humedad vs. Permitividad                                     | 90 |
| 29 | Respuesta de la varilla y la malla con humedad de 35%        | 91 |
| 30 | Respuesta de la varilla y la malla con humedad de 0%         | 91 |
| 31 | Línea de transmisión de 230KV con una falla y un interruptor | 92 |
| 32 | Respuesta ante una falla monofásica                          | 93 |
| 33 | Respuesta ante una falla monofásica de la Iz                 | 94 |
| 34 | Respuesta ante una falla trifásica                           | 95 |
| 35 | Respuesta ante una falla trifásica de la Iz                  | 96 |

## TABLAS

|     |  |    |
|-----|--|----|
| I   | Valores típicos de resistividad de los terrenos                  | 2  |
| II  | Valores típicos de suelo o materiales resistivos                 | 13 |
| III | Valor típico de $D_f$  | 18 |
| IV  | Valores de $I_d$ en función de las tensiones máximas del sistema | 58 |



## LISTA DE SÍMBOLOS

|                   |  |
|-------------------|--|
| <b>ANSI</b>       | Instituto nacional Estadounidense de estándares                |
| <b>IEEE</b>       | Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos              |
| <b>Df</b>         | Factor de decremento   |
| $\rho$            | Resistividad de la tierra                                      |
| <b>GPR</b>        | Elevación del potencial de la tierra                           |
| <b>E</b>          | El campo eléctrico en el espacio                               |
| <b>Vpaso</b>      | Voltaje de paso en el terreno                                  |
| <b>Vcontacto</b>  | Voltaje de contacto en la malla                                |
| <b>NT(+)</b>      | Descargas positivas de la nube a tierra                        |
| <b>NT(-)</b>      | Descargas negativas de la nube a tierra                        |
| <b>NBI</b>        | Nivel básico de aislamiento por rayo                           |
| <b>NBS</b>        | Nivel básico de aislamiento por maniobra de interruptores      |
| <b>Quickfield</b> | Programa para la simulación de campos electromagnéticos        |
| <b>PSCAD</b>      | Programa para la simulación de sistemas eléctricos de potencia |



## RESUMEN

Este trabajo estudia el factor de aterrizamiento para líneas de 230 kV por medio de simulaciones de los modelos matemáticos de una varilla y una malla y también muestra la simulación de fallas monofásicas y trifásicas en una línea de 230 kV mostrando el desbalance y la corriente de secuencia cero del sistema.

En el capítulo uno se muestra como analizar la resistividad del terreno con diferentes métodos para después con estos datos y los requerimientos de voltaje de paso y voltaje de contacto desarrollar una red de tierra para cumplir con esos objetivos. También se muestra como se comporta la red de tierras cambiando las características geométricas de los electrodos y su colocación en el terreno.

En el capítulo dos se muestra como se forma un rayo dando los diferentes modelos de la separación de la carga por medio de la teoría de la convección y la teoría de la precipitación para después mostrar como se da una descarga electroatmosférica. Luego se muestra las características de selección de un pararrayos.

En el capítulo tres se exponen los diferentes métodos de análisis de corto circuito por medio de caída porcentual y componentes simétricas para tener una idea de la importancia que tiene en el análisis la corriente de secuencia cero y el desbalance que se da en el sistema y su interacción con los sistemas de puesta a tierra.

En el capítulo cuatro se muestra el comportamiento de el voltaje de paso para una varilla y para una malla también se muestran los circuitos equivalentes de una varilla y de una malla, consiguiendo los valores capacitivos por medio de un programa de análisis de elementos finitos, a los cuales se le aplica una descarga electroatmosférica y se analiza el voltaje en el punto de inyección de la descarga.



## OBJETIVOS

- **General**

Estudiar el comportamiento de los sistemas de puesta a tierra para líneas de 230 kV para mantener a la línea lo más aislada posible del entorno y poder liberar a las líneas de transmisión de posibles fallas lo más rápido y de la mejor manera posible.

- **Específicos**

1. Saber cómo medir la resistencia de un terreno y qué parámetros tomar en cuenta al momento de desear disminuirla.
2. Conocer cuáles son las teorías de separación de carga para la formación de un rayo.
3. Entender el circuito equivalente de una varilla y de una malla enterrada y su comportamiento con el terreno.
4. Mostrar como afecta la humedad a los sistemas de puesta a tierra en la resistividad y en la permitividad.
5. Conocer la relación que existen entre las fallas, las corrientes de secuencia cero y el desbalance con los sistemas de puesta a tierra.
6. Mostrar las diferencias en el comportamiento de una varilla y una malla como respuesta a una descarga electroatmosférica.



## INTRODUCCIÓN

Los sistemas de puesta a tierra nacen como respuesta a la necesidad de tener que mantener aislados a los sistemas de potencia, siendo una tarea de mucha importancia, los sistemas de potencia pueden tener una falla a tierra, pueden sufrir una descarga electroatmosférica o pueden estar desbalanceados y esto hará que circulen corrientes por el neutro y es de suma importancia drenar estas corrientes por medio de un sistema de puesta a tierra.

Las primeras investigaciones de los comportamientos de los sistemas de potencia de las descargas electroatmosféricas teóricas experimentales las realizó en 1934 Bewley en sus trabajos, pero fue hasta 1983 que se obtuvo el primer circuito equivalente siendo desarrollado por Meliopoulos, el cual incluía los parámetros resistivos, inductivos y capacitivos que son afectados por las varillas y las características del terreno.

Cuando una descarga electroatmosférica cae sobre un hilo de guarda esta corriente debería de ser drenada por el sistema de puesta a tierra pero si el potencial en el hilo de guarda es lo suficientemente elevado como para romper el dieléctrico (en este caso el aire), esto causará un daño en el sistema, ya que la corriente será transferida al sistema de potencia. En este caso por lo tanto es importante tener bajo voltaje en el hilo de guarda para evitar que esto suceda. Cuando se tiene una conexión en estrella y ocurre una falla monofásica esto nos conducirá a un desbalance y circulará corriente en el conductor neutral, para este caso en particular es necesario hacer un análisis de las corrientes de secuencia cero para las consideraciones de la red de tierra.

Por lo tanto, es de suma importancia conocer el valor del voltaje en el hilo de guarda, que está directamente relacionado con el sistema de puesta a tierra que se desee implementar, es importante conocer el comportamiento del voltaje según el modelo de puesta a tierra, por ejemplo en el caso de una varilla o en el caso de una malla; otro punto importante en este análisis son los valores extremos de humedad que pueda tener y sus consecuencias en la resistividad y en la permitividad. Por último, es importante reconocer la importancia del mantenimiento en los sistemas de puesta a tierra, ya que estos son los que se encargan de mantener al sistema trabajando de forma eficiente.



# 1. DISEÑO DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA

## 1.1 Resistividad y modelo del terreno

El primer paso para el diseño de un sistema de tierras o para analizar un sistema existente en un sistema eléctrico de potencia, es hacer un análisis de la resistividad del terreno.

En las mediciones de campo, se determina la composición general y la resistividad aparente del terreno circundante a los puntos donde se localizará el sistema de tierras, los datos obtenidos de estas mediciones se usan para construir el modelo del suelo con propósitos de análisis y diseño.

La resistividad eléctrica del terreno  $\rho$  está definida como la resistencia de un volumen de suelo con un área unitaria  $A$  y una longitud unitaria  $L$ . Esta ecuación está dada como:

$$\rho = \frac{RA}{L} \quad \Omega - m \quad (1.1)$$

Donde:

$R$  = Resistencia medida del volumen del suelo.

La resistividad del terreno está determinada principalmente por la composición física del terreno en el sitio de prueba. Para los fines de las conexiones a tierras, el suelo debe ser un buen conductor, de manera que la corriente circule fácilmente hacia la tierra con un circuito de retorno.

La resistividad del terreno es ciertamente un factor importante en la definición de la resistencia óhmica total que detecta el sistema de tierras a

través de la tierra, el suelo tiene varios valores de resistividad, dependiendo de su constitución física, en la tabla siguiente se dan algunos valores de referencia:

**Tabla I. Valores típicos de resistividad de los terrenos**

| Tipo de suelo           | Resistividad ohm - m |
|-------------------------|----------------------|
| Húmedo o suelo orgánico | 10 - 50              |
| Cultivo arcilloso       | 100                  |
| Arenoso húmedo          | 200                  |
| Arenoso seco            | 1000                 |
| Con guijarro y cemento  | 1000                 |
| Acoso                   | 3000                 |
| Aoca compacta           | 10000                |

Fuente: Gilberto Enríquez H. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas pp. 461**

Los valores de resistividad del terreno, no sólo varían con el tipo del mismo, también con las diferencias en la humedad, temperatura, contenido de sal y compactación del terreno.

Los datos de prueba de la medición de la resistividad del suelo, son dependientes de los equipos de prueba y de los métodos. Los electrodos de prueba más comunes son de acero o cobre en forma de varillas con punta, de manera que puedan ser martilladas en el suelo, es recomendable usar varillas con un valor bajo resistivo (Cobre  $1.723 \times 10^{-6}$  y acero  $12.299 \times 10^{-6} \Omega - m$ ). Para la medición de la resistividad del suelo, su pueden usar en general dos tipos de instrumentos, conocidos comercialmente como Megger y Vibroground.

En general, se han desarrollado cinco métodos para la determinación de la resistividad del suelo:

1. Los datos geológicos.
2. Las muestras de prueba.
3. El método de los dos puntos.
4. El método de variación de la profundidad.
5. El método de Wenner o de los cuatro puntos.

En forma independiente de cuál sea el método usado, todas las mediciones deben incluir: la fecha, la temperatura y cualquier información del contenido de humedad en los puntos de prueba.

De los métodos anteriores, el más usado es el llamado Método de Wenner, ya que es el más preciso para la determinación de la resistividad promedio de una extensión grande de terreno.

Este método se basa en un procedimiento que involucra la colocación de cuatro electrodos de prueba enterrados en línea recta. Se conecta una fuente de energía a las dos probetas externas, de manera que se haga circular la corriente a tierra, como fuente de potencia se usa un óhmetro, las dos probetas internas detectan un gradiente de voltaje, debido a la circulación de corriente a tierra.

Se registra un valor de resistencia óhmica directamente del instrumento del medidor basado en la corriente de salida y el gradiente de voltaje en los dos electrodos medios.

Se entierran los cuatro electrodos de prueba a lo largo de una línea recta. Separados a igual distancia  $a$  y a una profundidad  $b$ . El voltaje entre los dos

electrodos de potencial se mide y divide por la corriente entre los dos electrodos externos (corriente) para dar el valor de la resistencia R, por lo tanto:

$$\rho = \frac{4\pi a R}{1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}} \quad (1.2)$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad aparente del suelo en  $\Omega - m$ .

R = Resistencia medida en  $\Omega$ .

a = Distancia entre electrodos adyacente en m.

b = Profundidad de los electrodos en m.

Con un arreglo de electrodos separados a la misma distancia y en línea recta, la resistividad del suelo está dada por:

$$\rho = 2\pi a R \quad (1.3)$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del suelo en  $\Omega - m$ .

R = Resistencia calculada en  $\Omega$ .

a = Distancia entre electrodos de prueba en m.

Para fines de diseño, es necesario adoptar un modelo del terreno. Los modelos de terreno usados para diseño o análisis incluyen:

- Suelo Uniforme.
- Suelo de dos capas.

El modelo de suelo uniforme es apropiado cuando la gráfica de mediciones de resistividad se aproxima a una línea recta horizontal, esto significa que el suelo tiene aproximadamente la misma composición, compactación, contenido de humedad y cantidad de componentes químicos en todo el sitio de la instalación.

El modelo del suelo de dos capas es el modelo más ampliamente usado y aceptado en la práctica, las variables  $\rho_1$  y  $\rho_2$ , representan las resistividades del suelo de dos capas superior e inferior respectivamente, con  $h$  representando la profundidad de la capa superior. El cambio en el valor de la resistividad en la frontera entre las dos capas está representado por un factor de reflexión  $k$ , dado como:

$$k = \frac{(\rho_2 - \rho_1)}{(\rho_2 + \rho_1)} \quad (1.4)$$

El factor de reflexión  $k$  tiene un valor positivo cuando la resistividad del suelo aumenta con la profundidad y un valor negativo cuando disminuye con la profundidad. El factor de reflexión se usa principalmente en el análisis de un sistema de tierras cuando está presente una capa de roca aislante, en este caso, la resistividad de la capa de roca es usada para el valor de  $\rho_1$  y la resistividad de la capa superior se usa para  $\rho_2$ .

Se deben realizar mediciones de la resistividad del suelo de acuerdo al estándar ANSI/IEEE 81-1983, el cual recomienda "Dividir el terreno en 25 partes iguales, obtener mediciones de la resistividad del suelo en cada una de las 25 partes en dos capas (o dos niveles de profundidad)". Las medidas de la resistividad del suelo, determinarán la resistividad promedio del suelo y el tipo de suelo, es decir, si es suelo uniforme o se debe considerar de dos capas.

## 1.2 Método artificial para reducir la resistencia del terreno

Algunas sales se presentan en forma natural en el terreno, pero aquellas consideradas aquí, se agregan deliberadamente con la intención de cambiar la resistividad del suelo en la vecindad del electrodo. Según lo establecido por la norma IEEE 142 la resistividad del suelo podrá ser reducida por cualquier tipo de tratamiento químico desde 15% hasta un 90%, dependiendo del tipo y textura del suelo circundante. Algunos de los aditivos usados en el pasado han sido corrosivos y si se usan ahora podrían causar dificultades ambientales.

Los elementos químicos recomendados y usados tradicionalmente fueron cloruro de sodio (sal común), sulfato de magnesio (sales de Epsom), sulfato de cobre, bicarbonato de sodio (soda de lavar) y cloruro de calcio. En la mayoría de los casos se usaron los elementos químicos más económicos. Se esparcían en torno a los electrodos y se disolvían agregando agua antes del relleno o se dejaba que el flujo de agua natural (lluvia, etc.) los disolviera. Los elementos químicos tienen el efecto de reducir la resistividad del suelo circundante. La nueva resistividad puede bajar a  $0,2 \Omega - m$  usando bicarbonato de sodio o a  $0,1 \Omega - m$  usando sal común. No es necesaria una concentración particularmente alta de sales disueltas para ver una reducción apreciable en la resistividad, por ejemplo: 1,2 gramos/litro de sal común en agua destilada tiene una resistividad de  $5 \Omega - m$ , 6 gramos/litro de sal común en agua destilada tiene una resistividad de  $10 \Omega - m$ . Esta reducción en la resistividad del terreno reducirá a su vez la impedancia del sistema de electrodos. El grado de mejoramiento depende principalmente del valor de resistividad original del terreno, de su estructura y del tamaño del sistema de electrodos. Sin embargo, ya que los elementos químicos usados se eligen debido a que son solubles, continuarán diluyéndose progresivamente por agua de lluvia o movimiento de

agua a través del área. La resistividad del suelo entonces aumentará, hasta eventualmente retornar a su valor original. Este hecho es reconocido y el tiempo para que esto ocurra a veces es de pocos meses. Se recomendó mantenimiento regular y reaprovisionamiento de los elementos químicos diluidos y algunas veces se suministró un buzón de relleno donde colocar estos elementos. En algún tiempo se hizo práctica en unos establecimientos agregar elementos químicos justo antes de una medida de prueba anual, pero esto no ayuda a que el sistema de puesta a tierra cumpla su función correctamente durante el resto del año, cuando pueda ser llamado a intervenir por una corriente de falla.

Además del costo de mantenimiento, debe considerarse el impacto en el ambiente local y esto puede entrar en conflicto con legislación de protección del ambiente. Algunos de los elementos químicos usados (tal como la sal) se sabe que causan rápida corrosión a los mismos electrodos -particularmente al acero, reduciendo así la vida útil de la instalación. En realidad, en algunos de los antiguos arreglos, se reconoció este riesgo y se colocó un tubo alrededor de algunas partes del electrodo para protegerlo, reduciendo de este modo su efectividad.

Los elementos químicos necesitan extender el volumen efectivo del electrodo en forma significativa para tener un efecto notable.

Cuando se introduce una nueva barra en el terreno, los movimientos laterales aumentarán el ancho del hueco por el cual penetra la barra. El espacio entre la superficie de la barra y el suelo comprimido a su lado introducirá una gran resistencia de contacto que será evidente cuando se pruebe la resistencia de la barra. Derramando una mezcla de sustancias químicas y de tierra en el área alrededor del electrodo se obtendrá una reducción inmediata y significativa en la resistencia de la barra. Sin embargo, su resistencia podría reducirse de todas maneras cuando se consolide el suelo alrededor debido a riego, lluvia, etc. Un modo más aceptable ambientalmente

para acelerar este efecto es agregar un material de baja resistividad, tal como Bentonita, cuando la barra se está enterrando. A medida que el electrodo de tierra penetra el suelo, la Bentonita es empujada hacia abajo por la barra.

Derramando continuamente la mezcla en el hoyo durante el proceso de enterrado, una cantidad suficiente de Bentonita es arrastrada hasta llenar la mayoría de los espacios entorno de la barra y disminuir su resistencia total. Instalando la barra un poco más profundo puede algunas veces obtenerse el mismo resultado o incluso un resultado mejor y más permanente que usar un material de relleno de baja resistividad.

Agregar Bentonita y materiales similares, tales como Marconita, en una zanja o en una perforación de sección mayor que el electrodo, tiene el efecto de incrementar el área superficial del electrodo de tierra, suponiendo que la resistividad del material agregado es menor que la del terreno circundante.

Como se mencionó previamente, la tierra tamizada fina o tierra de moldeo normalmente es un material de relleno apropiado para rodear el electrodo enterrado. Para situaciones especiales, hay diversos materiales, como los siguientes:

- Bentonita

Es una arcilla color pardo, de formación natural, que es levemente ácida, con un pH de 10,5. Puede absorber casi cinco veces su peso de agua y de este modo, expandirse hasta treinta veces su volumen seco. Su nombre químico es *montmorillonita sódica*. En terreno, puede absorber humedad del suelo circundante y ésta es la principal razón para usarla, ya que esta propiedad ayuda a estabilizar la impedancia del electrodo a lo largo del año. Tiene baja resistividad (aproximadamente 5 ohm – metro) y no es corrosiva. Bajo condiciones extremadamente secas, la mezcla puede resquebrajarse ofreciendo así poco contacto con el electrodo. La Bentonita es de carácter tixotrópica y por lo tanto se



encuentra en forma de gel en estado inerte. La Bentonita se usa más a menudo como material de relleno al enterrar barras profundas. Se compacta fácilmente y se adhiere fuertemente.

- Marconita

Es esencialmente un concreto conductor en el cual un agregado carbonáceo reemplaza el agregado normal usado en la mezcla del concreto. Tiene algunas propiedades similares a la bentonita, es decir, provoca poca corrosión con ciertos metales y tiene baja resistividad. Fue desarrollada como un proceso que se inició en 1962 cuando ingenieros de Marconi descubrieron un material que conducía por movimiento de electrones más bien que de iones.

Contiene una forma cristalina de carbón y el material global tiene bajo contenido de sulfato y cloruro.

Se ha declarado que hay algo de corrosión de materiales ferrosos y de cobre mientras la Marconita está en forma ligosa, pero también se ha sugerido que forma una capa protectora delgada. Cuando el concreto ha fraguado, se dice que la corrosión cesa. Idealmente, en el punto de ingreso a la estructura Marconita, el metal debe pintarse con bitumen o una pintura bitumástica para prevenir la corrosión en ese punto. El aluminio, el acero galvanizado o con una capa de estaño, no deben instalarse en Marconita. Cuando la Marconita se mezcla con concreto, su resistividad puede bajar tanto como a 0,1 ohm - metro. Mantiene su humedad aún bajo condiciones muy secas, de modo que ha sido usada en los climas más cálidos como una alternativa a la Bentonita. Recubriendo una barra de tierra con Marconita, estando el electrodo instalado en roca, la resistencia de la barra se reducirá a medida que se aumenta el volumen usado de Marconita.

Por ejemplo, si una barra de 1 metro se instala en el centro de una semiesfera de Marconita de radio 1,5 metros, podría tener una

resistencia de aproximadamente 2000 ohm, si la roca circundante es de 2000 ohm-metro. Si el radio de la semiesfera se incrementa a 3 metros y luego a 5 metros, la resistencia bajaría a 1080 ohm y 650 ohm respectivamente.

Debido al costo prohibitivo para remover tal volumen de roca, tiene sentido hacer uso de cavidades existentes para este propósito, mientras sea posible.

También es probable que los espacios se llenen parcialmente con otros materiales (tal como concreto) para reducir la cantidad de material patentado que se requiera. Normalmente se considera que la Marconita tiene una resistividad de 2 ohm-metro.

También se usa la Marconita algunas veces para piso antiestático y apantallamiento electromagnético.

- Yeso

Ocasionalmente, el sulfato de calcio (yeso) se usa como material de relleno, ya sea solo o mezclado con Bentonita o con el suelo natural del área. Tiene baja solubilidad, por lo tanto no se desprende fácilmente lavándolo y tiene baja resistividad (aproximadamente 5 - 10 ohm-metro en una solución saturada). Es virtualmente neutro, con un valor de pH entre 6,2 y 6,9. Se presenta en la naturaleza en forma natural, de modo que su uso generalmente no provoca dificultades ambientales. Se asegura que no causa corrosión con el cobre, aunque algunas veces el pequeño contenido de S03 ha causado preocupación por su impacto en estructuras de concreto y fundaciones (cimientos). Es relativamente barato y normalmente se mezcla con el terreno para formar un relleno alrededor del electrodo de tierra. El tamaño de las partículas es similar al de la arena gruesa. Se asegura que ayuda a mantener una resistividad relativamente baja durante un largo período de tiempo, en áreas donde las sales existentes en la vecindad se disuelvan rápido por movimiento

de agua (lluvia, etc.). Sin embargo, el hecho de que el material no se disuelva fácilmente moderará los beneficios obtenidos, ya que no penetrará difundiéndose en la tierra. Esto significa que el beneficio estará localizado en un área en torno a un electrodo enterrado. Esto a su vez significa que la reducción en el valor de la resistencia del electrodo no será dramática, pero será razonablemente sustentable.

### **1.3 Parámetros de diseño de sistemas de puesta a tierra**

#### **1.3.1 Corriente permisible por el cuerpo humano**

Los efectos de la corriente circulando a través del cuerpo humano dependen en primer término de la magnitud de la frecuencia, la duración y la trayectoria a través del cuerpo humano. Los efectos sobre el cuerpo pueden ir desde una percepción simple hasta una fibrilación ventricular. Sobre las bases de la seguridad, el rango de frecuencia de 50 – 60 Hz usadas por las empresas eléctricas, corresponde al rango de frecuencias del corazón humano. El cuerpo humano es capaz de soportar niveles mucho más altos de corrientes a frecuencias más bajas (como C.D.) o más altas (transitorios por rayo o por maniobra).

En el rango de frecuencias de los sistemas eléctricos de potencia (50 – 60 Hz), las corrientes arriba de 60 mA, pueden producir la fibrilación ventricular debido a la interferencia con el sistema nervioso y a los impulsos con los músculos del corazón. Para simular este efecto, la guía IEEE – Std – 8 [4 - 1] usa un circuito simple con un circuito sencillo representado por la resistencia del cuerpo humano de 1000  $\Omega$  en los circuitos de choque.

La impedancia equivalente del circuito de shock, puede ser representada por la resistencia del cuerpo (RB) y la resistencia de contacto a tierra, llamada también resistencia de pie. El circuito equivalente para toque o contacto, involucran un shock de una mano a los dos pies. En algunos casos, el shock puede ser de mano a mano, como en una situación de voltaje de transferencia.

La norma IEEE – 80 representa el pie como un conductor perfecto (ignora la resistencia del pie y shock) en forma de disco circular metálico, de modo que la ecuación para la resistencia del pie es:

$$R_{pie} = \frac{\rho}{4b} \text{ Ohms} \quad (1.5)$$

Donde:

$\rho$  = Resistividad del suelo directamente debajo del pie en ohm – m.

b = Radio equivalente del pie en m.

Si se supone b como b = 0.08 m, entonces Rpie es aproximadamente 3 $\rho$  en ohms.

### 1.3.2 Voltajes tolerables de paso y de contacto

El punto de contacto en el terreno por parte del cuerpo humano en la labor de operación y mantenimiento de instalaciones eléctricas requiere de cierto equipo de seguridad que es analizado bajo la suposición de contacto perfecto en el terreno. Al existir algún tipo de recubrimiento en la superficie del terreno, por ejemplo: grava asfalto, o cualquier material que tenga una resistencia mucho mayor que la del terreno, esto adiciona una resistencia a la resistencia de contacto con el terreno. En la tabla siguiente, se dan algunos valores de referencia para algunos tipos de recubrimientos superficiales frecuentemente usados.

Estos valores son obtenidos de mediciones específicas y para condiciones específicas.

**Tabla II. Valores típicos de suelo o materiales resistivos**

| Descripción del material                  | Resistividad ( $\Omega \cdot m$ )  |                         |
|---|------------------------------------|-------------------------|
|   | Seco                               | Húmedo                  |
| Granito quebrado con partículas finas     | $140 \times 10^6$                  | 1300                    |
| Piedra caliza limpia ligeramente quebrada | $7 \times 10^6$                    | 2000 a 3000             |
| Granito lavado similar a la piedra de río | $40 \times 10^3$                   | 5000                    |
| Grava a base de granito con agregados     | ---                                | 500 – 1000              |
| Concreto                                  | 2800 – 280000                      | 21 a 63                 |
| Asfalto                                   | $2 \times 10^6$ a $30 \times 10^6$ | 10000 a $6 \times 10^6$ |

Fuente: Gilberto Enríquez H. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas pp. 476**

Si la superficie de recubrimiento está presente, puede agregar una resistencia significativa al circuito equivalente de impacto de la descarga, si la superficie de la cubierta es muy delgada, entonces la resistencia del pie se puede calcular reemplazando simplemente  $\rho$  por  $\rho_s$  en las ecuaciones anteriores, donde  $\rho_s$  es la resistividad del material de recubrimiento. Si la superficie de recubrimiento no es muy delgada, entonces la resistividad de la cubierta se reduce en forma efectiva por un factor de reducción  $C_s$ , que se puede calcular con la expresión:

$$C_s = \frac{1+k}{1-k} - \frac{4k}{\pi(1-k)} \tan^{-1}\left(\frac{2h_s}{b}\right) - 0.21k^2(e^{-7h_s} - e^{-30h_s}) \quad (1.6)$$

Donde:

$$K = \frac{(\rho - \rho_s)}{(\rho + \rho_s)} \quad (1.7)$$

$\rho$  = Resistividad del suelo en  $\Omega$  - m.

$\rho_s$  = Resistividad de la superficie de recubrimiento en  $\Omega$  - m.

$h_s$  = Grosor del recubrimiento en m.

$b$  = Radio equivalente del pie humano en m.

Cuando se evalúa el término  $\tan^{-1}\left(\frac{2h_s}{b}\right)$ , el argumento se debe dar en radianes, esta ecuación está dentro de un rango de precisión del 3% dentro de los rangos  $0 < h_s < 0.3$  m y  $0 < k < 0.98$ .

De acuerdo a lo anterior, las ecuaciones para los voltajes de contacto y de paso, se dan a continuación:

Para personas de 50 y 70 Kg. el voltaje de contacto:

$$V_{contacto50} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.8)$$

o

$$V_{contacto70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.9)$$

Los voltajes de paso tolerables para 50 y 70 Kg. son respectivamente:

$$V_{paso50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.10)$$

o

$$V_{\text{paso70}} = (1000 + 6C_s \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.11)$$

Los tiempos de desconexión de las fallas tienen también límites de seguridad, de acuerdo con los valores de resistividad del terreno.

#### 1.4 Evaluación de la resistencia de tierra

Un aterrizamiento ideal debe proporcionar una resistencia cercana a cero hacia tierra. En la práctica, la elevación del potencial de tierra en la subestación se incrementa proporcionalmente con la corriente de falla; para altas corrientes el más bajo valor de la resistencia total del sistema debe ser obtenido. Para subestaciones de transmisión y otras subestaciones grandes, la resistencia de tierras deberá ser cercana a 1 ohm o menos. En pequeñas subestaciones de distribución, el rango usualmente aceptable es de 1 – 5 ohms, dependiendo de las condiciones del local.

La estimación de la resistencia total a tierra, es uno de los primeros pasos en la determinación de medida y la disposición básica de un sistema de tierras. A primera vista, esto puede parecer difícil, el sistema de tierras todavía no está diseñado y, por lo tanto, su resistencia depende del diseño, el cual es desconocido. Afortunadamente, la resistencia de la subestación depende en primera instancia del área que va a ser ocupada por el sistema de tierra, la cual es conocida.

Hasta ahora, como una primera aproximación, el mínimo valor de la resistencia de tierra de la subestación en un suelo uniforme (misma resistividad)

y para redes enterradas menos de 0.25 m de profundidad puede ser estimada por medio de la fórmula siguiente:

$$Rg = \frac{\rho}{4} \sqrt{\frac{\pi}{A}} + \frac{\rho}{L} \quad (1.12)$$

Donde:

Rg = Resistencia a tierra de la subestación en  $\Omega$ .

$\rho$  = Resistividad promedio de la tierra en  $\Omega$  - m.

A = Área ocupada por la malla de tierra en  $m^2$ .

L = Longitud total de conductores enterrados en metros.

Para mallas enterradas con una profundidad entre 0.25 y 2.5 m se requiere corregir la fórmula, la cual quedará de esta forma:

$$Rg = \rho \left( \frac{1}{L} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right) \quad (1.13)$$

Donde:

h = Profundidad enterrada de la malla de tierra en m.

Se deben observar algunas propiedades para el diseño del mínimo calibre dentro de las condiciones del local, para cumplir diversas consideraciones, algunas de estas son:

1. El mal funcionamiento de los relevadores y errores humanos pueden resultar en excesivos tiempos de libramientos de falla. El tiempo de restablecimiento es



normalmente adecuado para el calibre del conductor. Para subestaciones pequeñas, este puede ser aproximadamente de tres segundos o más, y para las grandes subestaciones que cuentan con esquemas de protección complejos o redundantes, la falla generalmente es librada en un segundo o menos.

2. El último valor de corriente usado para determinar el calibre del conductor deberá tomar en consideración el posible crecimiento a futuro, esto es menos costoso para incluir un adecuado margen en el calibre del conductor durante el diseño inicial, que tratar de incrementar el número de varillas de tierra después de un tiempo.

3. Los voltajes tolerables de paso y de contacto son determinados por las siguientes ecuaciones.

La seguridad de una persona depende de la prevención de la cantidad crítica de la energía del impacto de la descarga que está absorba antes de que la falla sea librada y el sistema desenergizado. El máximo voltaje manejado por los circuitos accidentados no debe de exceder los límites definidos abajo.

$$V_{\text{contacto}50} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.8)$$

$$V_{\text{contacto}70} = (1000 + 1.5C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.9)$$

$$V_{\text{paso}50} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.10)$$

$$V_{\text{paso}70} = (1000 + 6C_s\rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}} \text{ Volts} \quad (1.11)$$

4. El diseño preliminar podrá incluir un conductor cerrado rodeando toda el área de tierra, el cruce de conductores más adecuados para proveer un acceso conveniente para los equipos que se van a aterrizar. La estimación inicial del espaciamiento del conductor y la localización de las varillas de tierra será basada en la corriente  $I_G$  y el área que está siendo aterrizada.

El factor de decremento  $D_f$  es determinado por la siguiente fórmula:

$$D_f = \sqrt{1 + \frac{Ta}{t_f} \left( -e^{-\frac{t_f}{Ta}} \right)} \quad (1.14)$$

Donde:

$t_f$  = Duración de la falla en segundos.

$Ta$  = Constante de tiempo subtransitoria equivalente del sistema dado en segundos.

$$Ta = \frac{X''}{\omega R''}, \text{ para 60 Hz tenemos } Ta = \frac{X''}{120\pi R''}$$

5. La relación  $X'' / R''$  usada aquí es la relación  $X / R$  del sistema en el lugar de la falla para un tipo de falla dado. Esta relación  $X / R$  es usualmente aproximada usando las componentes  $X$  y  $R$  de la impedancia subtransitoria del sistema. Algunos valores típicos de  $D_f$  asumiendo una relación  $X / R = 20$  son mostrados en la siguiente tabla:

**Tabla III. Valor típico de  $D_f$**

| Duración de falla $t_f$ (seg) | Ciclos (60 Hz C.A.) | Factor de decremento $D_f$ |
|-------------------------------|---------------------|----------------------------|
| 0.008                         | 1/2                 | 1.65                       |
| 0.1                           | 6                   | 1.25                       |
| 0.25                          | 15                  | 1.10                       |
| 0.5 o más                     | 30 o más            | 1.0                        |

Fuente: Gilberto Enríquez H. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas pp. 496**

6. La  $I_G$  se determina para prevenir diseños demasiados densos de sistemas de tierras, únicamente aquí la porción de la corriente total de falla 3lo que fluye a través de la red hacia tierra (y contribuye a los voltajes de paso y de contacto y a la elevación del potencial de tierra GPR) desde ser usada en el diseño de la red.

La  $I_G$  debe reflejar la peor falla el factor de decremento y alguna futura expansión del sistema.

$$I_G = C_p D_f I_g \quad (1.15)$$

Donde:

$I_G$  = Corriente máxima en la red en amperes.

$D_f$  = factor de decremento para la duración de la falla  $t_f$ , encontrando que  $t_f$  está dado en segundos.

$C_p$  = Factor correctivo de proyección correspondiente para el incremento relativo de la corriente de falla durante el período de vida de la subestación. Para un crecimiento futuro de cero,  $C_p = 1.0$ .

$I_g$  = Valor de la corriente simétrica (rms) de la red en amperes.

Donde:  $I_g = S_f I_f \quad (1.16)$

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

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

7. Si el GPR del diseño preliminar está debajo del voltaje de contacto, no es necesario un nuevo análisis. Únicamente el conductor adicional es requerido para proveer un acceso al equipo de tierras es necesario:  $GPR = I_G R_g$

8. Los cálculos de los voltajes de malla y de paso para l red diseñada, pueden ser realizados por las técnicas de análisis aproximado o por otras técnicas computacionales más exactas. Generalmente tenemos:

$$V_{\text{malla}} = \frac{\rho K_m K_i I_G}{L} \quad (1.17)$$

$$V_{\text{paso}} = \frac{\rho K_s K_i I_G}{L} \quad (1.18)$$

Así, los valores de los voltajes de paso y de malla son obtenidos como producto de factores geométricos ( $K_m$  o  $K_s$  respectivamente) un factor de corrección ( $K_i$ ) el cual informa por los incrementos en la densidad de corriente en las extremidades de la red, la resistividad del suelo ( $\rho$ ) y la densidad de corriente promedio por unidad de longitud del conductor ( $I_G/L$ ). Para el voltaje de malla tenemos:

$$K_m = \frac{1}{2\pi} \left( \text{Ln} \left( \frac{D^2}{16hd} + \frac{(D+2h)^2}{8Dd} - \frac{h}{4d} \right) + \frac{K_{ii}}{k_h} \text{Ln} \left( \frac{8}{\pi(2n-1)} \right) \right) \quad (1.19)$$

Donde:

$K_{ii} = 1$  Para mallas sin varillas de tierras a lo largo de su perímetro, o para mallas con varillas de tierra en las esquinas, así como para varillas de tierra a lo largo del perímetro y dentro del área de la malla.

$$K_{ii} = \frac{1}{(2n)^{\frac{2}{n}}} \quad (1.20)$$

Para mallas sin varillas de tierra o mallas con únicamente pocas varillas de tierra, ninguna localizada en las esquinas o en el perímetro.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \quad (1.21)$$

$h_o = 1$  metro (profundidad de referencia de la malla).

$D$  = Separación entre conductores paralelos en metros.

$h$  = Profundidad de los conductores de la malla en metros.

$n$  = Número de conductores paralelos en una dirección.

$$K_i = 0.656 + 0.172n \quad (1.22)$$

El factor  $K_i$  deberá de obtenerse para el cálculo del potencial de malla y para el cálculo de potencial de paso.

Cuando se trate de obtener el factor  $K_i$  para el cálculo del potencial de malla, el valor de  $n$  se obtiene de la siguiente manera:

$$n = \sqrt{ab} \quad (1.23)$$

Donde:

$a$  = Número de conductores a lo largo de la malla.

$b$  = Número de conductores a lo ancho de la malla.

Si  $L_c$  representa la longitud total del conductor de la red y  $L_r$  representa la longitud total de las varillas de tierra, entonces, para redes con varillas de tierras se tiene:

$$Vm = \frac{\rho K_m k_i I_G}{L_c + 1.15L_r} \quad (1.24)$$

El 1.15 en la formula anterior que multiplica a la longitud  $L_r$  en la ecuación anterior refleja el hecho de que la densidad de corriente es más alta en las varillas de tierra cercanas al perímetro que en los conductores de la red.

Para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas localizadas dentro de la malla pero lejos del perímetro, se usa:

$$V_m = \frac{\rho K_m k_i I_G}{L_c + L_r} \quad (1.25)$$

Voltaje de paso, la fórmula general para calcular el voltaje de paso es la siguiente:

$$V_{paso} = \frac{\rho K_s k_i I_G}{L} \quad (1.18)$$

Donde:

$L = L_c + L_r$  Para redes sin varillas de tierra o con únicamente unas pocas varillas en el centro lejos del perímetro.

$L = L_c + 1.15L_r$  Para redes con varillas de tierra predominantemente alrededor del perímetro.

Por simplificación, el máximo voltaje de paso es asumido para ocurrir en una distancia igual a la profundidad de la red  $h$ , justamente fuera del perímetro del conductor. Para la profundidad usual de la red de tierras de 0.25 hasta 2.5 m, la ecuación para calcular  $K_s$  es:

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} (1 - 0.5^{n-2}) \right) \quad (1.26)$$

Y para profundidad menores de 0.25 m.

$$K_s = \frac{1}{\pi} \left( \frac{1}{2h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} w \right) \quad (1.27)$$

Donde:

$$w = \frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \frac{1}{4} + \dots + \frac{1}{n-1} \quad (1.28)$$

O bien para  $n \geq 6$

$$w = \frac{1}{2(n-1)} + \ln(n-1) - 0.423 \quad (1.29)$$

9. Si el cálculo del potencial de malla es menor que el voltaje de contacto tolerable, el diseño está correcto. Si el cálculo del potencial de malla es mayor que el voltaje de contacto tolerable, el diseño preliminar deberá de volver a ser revisado.

10. Si ambos, el voltaje de paso y de contacto son menores que los voltajes tolerables, el diseño necesita únicamente los refinamientos requeridos para dar acceso al equipamiento de tierra. Si no es así, el diseño preliminar debe ser revisado.

11. Si cualquiera de los límites de voltaje de paso o de contacto son excedidos, se reduce de una revisión del diseño de tierras. Esta revisión puede incluir espaciamientos más pequeños entre conductores, adicionar varillas de tierras, etc.

12. Después de satisfacer los requerimientos de los voltajes de paso y de contacto, conductores adicionales a la red y varillas de tierras pueden ser requeridas. Estos conductores adicionales pueden ser requeridos si el diseño de la red no incluye conductores cerca del equipo que debe ser aterrizado. Las varillas de tierra adicionales pueden ser requeridas debido a las sobretensiones que puedan ser producidas por ejemplo en el neutro de las transformadores, etcétera.

## **1.5 Comportamiento de la red de tierra según geometría y colocación del electrodo**

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

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

En la mayoría de los casos habrá necesidad de reducir estos valores. Inicialmente, el diseñador debe concentrarse en obtener un cierto valor de impedancia. Este valor puede haber sido definido por consideraciones de protección. Los factores que influyen la impedancia son:

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

El sistema de puesta a tierra consiste en un material conductor fuera del terreno (conductores de conexión, etc.), electrodos metálicos enterrados y el terreno mismo. Cada uno de estos componentes contribuye a establecer el valor de impedancia total. Nos referiremos en esta sección a las componentes metálicas del sistema de puesta a tierra. Sin embargo, es importante reconocer que las características del terreno afectan fuertemente el comportamiento del sistema de puesta a tierra. Las resistencias de contacto en las conexiones y en las interfaces entre materiales claramente deben mantenerse prácticamente en un mínimo. Además, el metal usado para las conexiones sobre tierra debe tener buena conductividad eléctrica y la propiedad superior del cobre determina su uso en la mayoría de las instalaciones. El sistema de electrodos metálicos presentará una impedancia al flujo de corriente que consiste de tres partes principales. Estas son la resistividad del material del electrodo, la resistividad de contacto entre el electrodo y el terreno y finalmente una resistividad dependiente de las características del terreno mismo.

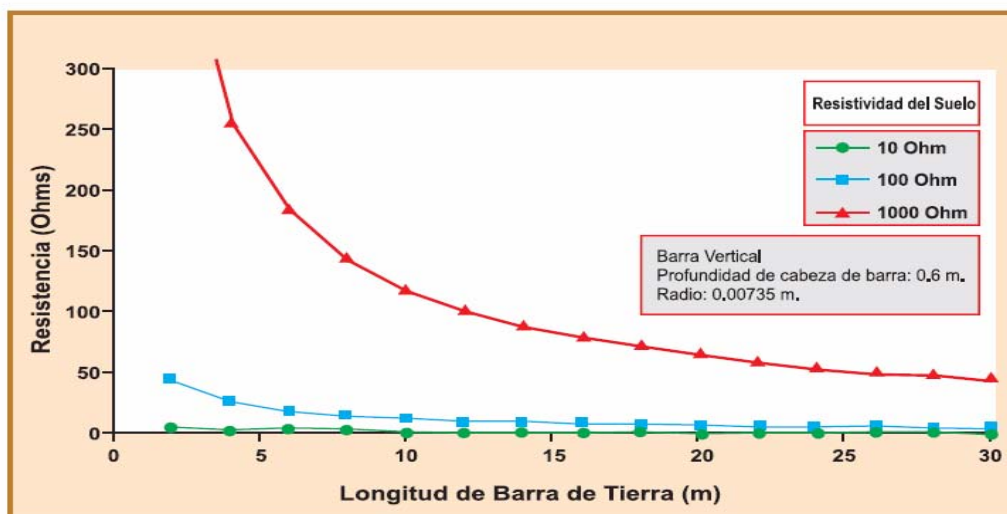
La impedancia metálica del electrodo es usualmente pequeña y consiste de la impedancia lineal de las barras y/o conductores horizontales. Influyen sobre ella las propiedades del metal usado y la sección transversal. En términos eléctricos, el cobre es superior al acero y por tanto ha sido tradicionalmente el material preferido.



### 1.5.1 Incremento de la profundidad de enterramiento de una barra vertical en suelo uniforme

La Figura 1 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando la longitud de la barra enterrada. También muestra que el mejoramiento por unidad de longitud disminuye a medida que la barra aumenta. Sin embargo, el gráfico que ilustra el comportamiento en suelo uniforme no cuenta la historia completa. El decrecimiento en resistencia obtenido mediante una barra larga puede ser particularmente deseable en condiciones de suelo no uniforme.

**Figura 1. Resistencia vs. Longitud de la barra**



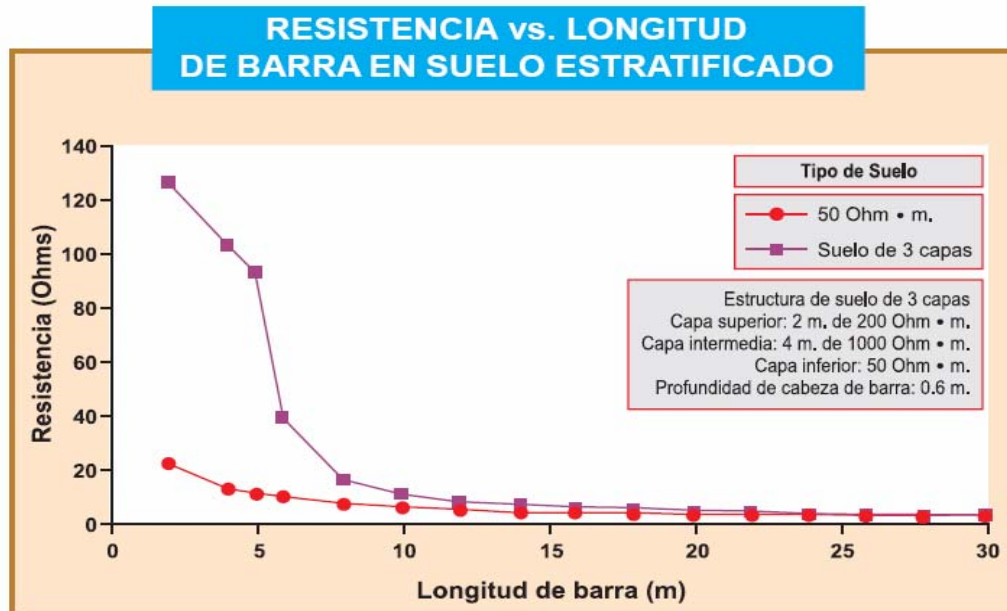
Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 22.

La Figura 2 demuestra el mejoramiento posible en la resistencia de electrodo cuando se incrementa la longitud de una barra en un terreno que consiste de tres capas. Las capas superiores son de resistividad relativamente alta hasta una profundidad de seis metros. La resistencia de la barra es alta hasta que su longitud supera estas capas, debido a la alta resistividad del terreno que la rodea.

A medida que la longitud de la barra aumenta, la resistencia total baja más rápido. Esto se debe a la capa más profunda con mejores propiedades eléctricas. En este caso es clara la mejoría de comportamiento con cada metro adicional de barra instalada, mucho mayor a esta profundidad que para barra en suelo uniforme. Una vez que la barra alcanza aproximadamente 15 metros de longitud, hay poca diferencia en la resistencia de una barra en esta estructura de suelo, comparada con otra en un suelo uniforme de 50 ohm - metro de resistividad. Sin embargo, el mejoramiento por unidad con cada metro adicional instalado comienza a reducirse rápidamente en el caso de suelo uniforme.

En condiciones de suelo como los que se ilustra en la Figura 2, es importante que la sección superior de la barra tenga baja resistencia longitudinal ya que esta sección proporciona la conexión a la parte inferior del electrodo que lo mejora. Esto puede realizarse ya sea usando un sector superior de cobre sólido o plateado (con recubrimiento metálico) con una sección transversal incrementada. En algunas condiciones de terreno, particularmente donde existe un área disponible limitada, el empleo de barras verticales puede ser la opción más efectiva, pero depende de la estructura del terreno. Finalmente, es importante notar que las barras verticales otorgan un grado de estabilidad a la impedancia del sistema de puesta a tierra. Normalmente deben ser de longitud suficiente de modo que estén en o cerca de capas de agua (si existen a profundidad razonable en el lugar) y bajo la línea de congelamiento. Esto significa que la impedancia sería menos influenciada por variaciones estacionales en el contenido de humedad y en la temperatura del suelo.

Figura 2. Resistencia vs. Longitud de barra en suelo estratificado



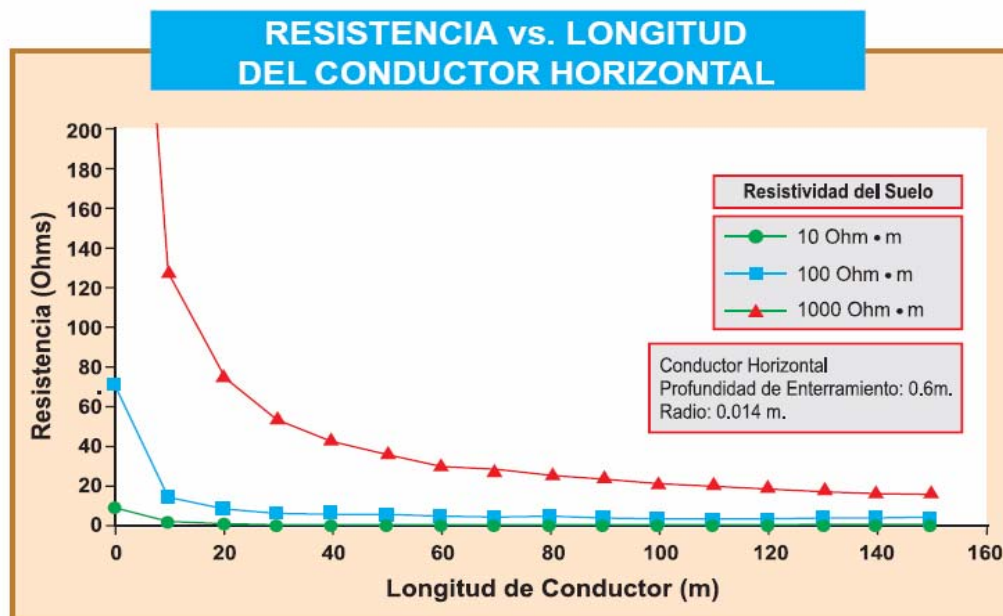
Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 23.

### 1.5.2 Incremento de longitud de un conductor horizontal

La Figura 3 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad, incrementando la longitud de un electrodo de tierra tendido horizontalmente a una profundidad de 0,6 metros. Debe notarse que el cálculo en este ejemplo no considera la impedancia lineal del conductor, de modo que los valores son optimistas en el caso de grandes longitudes. Normalmente, el mejoramiento por unidad de longitud disminuye a medida que la longitud del electrodo aumenta. Una cinta tendida horizontalmente se considera generalmente una buena opción, particularmente cuando es posible encaminarla en diferentes direcciones. Esto incrementa aún más la posible reducción, pero sin lograr superar un 50%. Para aplicaciones en alta

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

**Figura 3. Resistencia vs. Longitud del conductor horizontal**

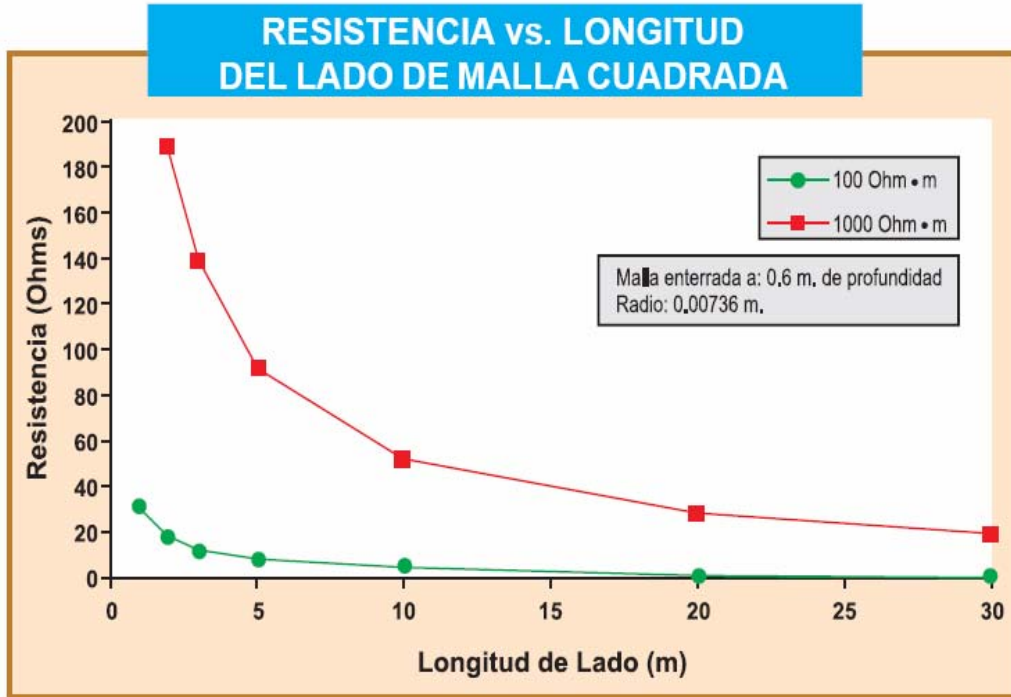


Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 23.

### 1.5.3 Incremento de la longitud del lado de una plancha o malla de tierra cuadrada

La Figura 4 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementando el área abarcada por un electrodo cuadrado. A pesar de mostrar que el mejoramiento por unidad de área disminuye, la reducción en resistencia resulta aún significativa, en realidad esta es frecuentemente la forma más efectiva para reducir la resistencia de un electrodo de tierra.

Figura 4. Resistencia vs. Longitud del lado de malla cuadrada



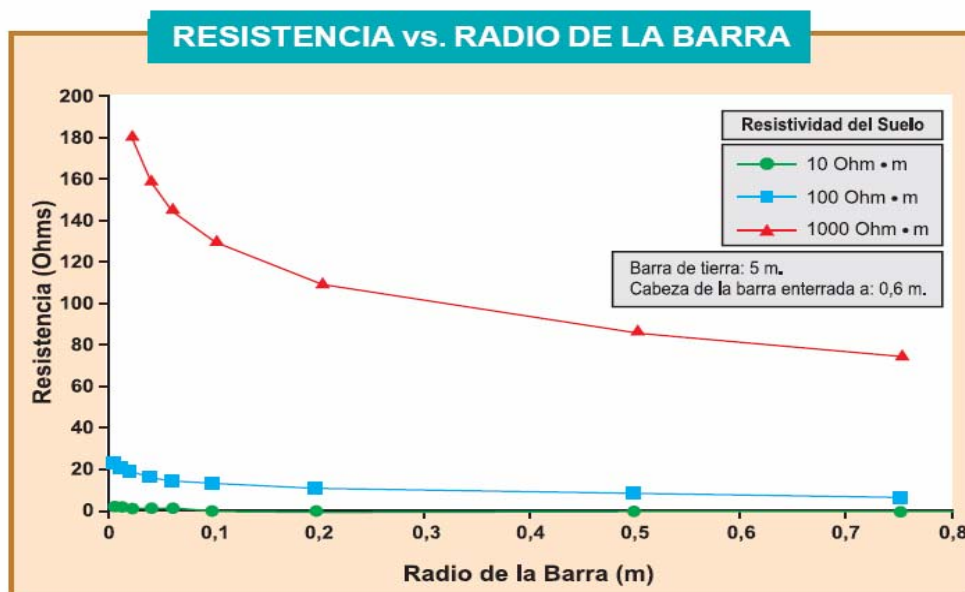
Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 23.

#### 1.5.4 Incremento del radio de una barra de tierra

La Figura 5 muestra el beneficio que puede obtenerse en suelos de diferente resistividad incrementado el radio de la barra, hay una rápida reducción en el beneficio por unidad de incremento en el diámetro, una vez que éste excede 0,05 metros, excepto en suelos de alta resistividad, donde el mismo efecto se aprecia a un diámetro de 0,2 metros. Normalmente, hay poco que ganar aumentando el radio de electrodos de tierra por sobre lo necesario de acuerdo a los requisitos mecánicos y por corrosión. Puede usarse tubos en vez de conductores sólidos para aumentar el área superficial externa, con un

aumento moderado en el volumen del metal empleado. Sin embargo, el aumento en el costo de instalación puede contrapesar el mejor comportamiento. En condiciones de suelo rocoso, puede ser ventajoso aumentar el diámetro efectivo del electrodo rodeándolo con material de menor resistividad que la roca.

**Figura 5. Resistencia vs. Radio de la barra**



Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 24.

### 1.5.5 Profundidad de enterramiento

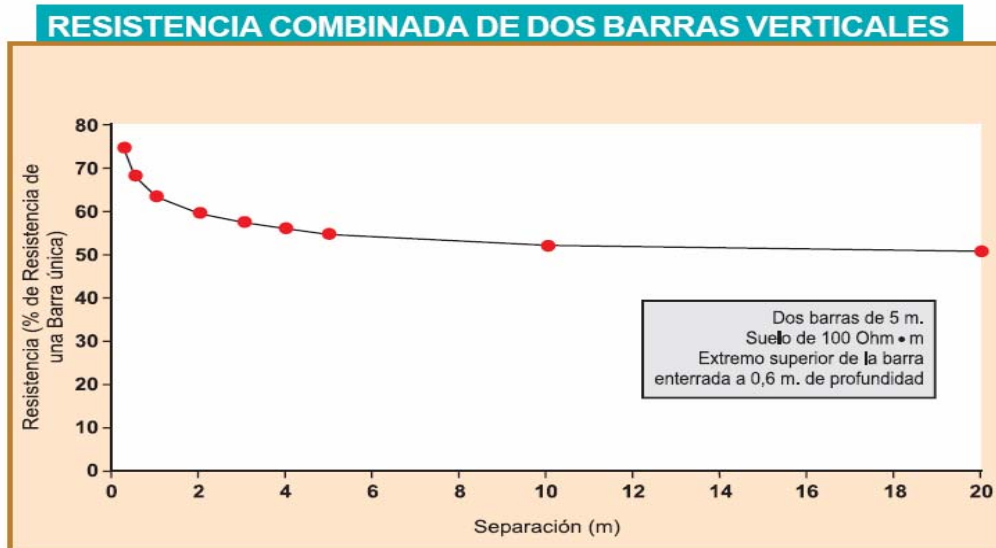
Este efecto proporciona sólo una reducción marginal en la impedancia, pero a un costo relativamente alto, de modo que normalmente no se considera. Debe recordarse sin embargo, que mientras mayor sea la profundidad de enterramiento, menores son los gradientes de voltaje en la superficie del suelo. En el interior de una subestación, se requiere un voltaje alto sobre la posición del electrodo, para minimizar los voltajes de contacto. Sin embargo, si un

electrodo de tierra se extiende fuera de la subestación, entonces se requiere un voltaje bajo en la superficie del suelo para reducir los potenciales de paso. En algunos casos es ventajoso incrementar la profundidad de los electrodos para reducir el riesgo de electrocución a ganado vacuno, caballos y otros animales. Ellos son más susceptibles que los humanos a los voltajes de paso, por la distancia entre sus extremidades anteriores y posteriores. En el caso de barras, esto puede obtenerse instalando una envoltura plástica alrededor de uno o dos metros en el extremo superior de cada barra.

#### **1.5.6 Efecto de proximidad**

Si dos electrodos de tierra se instalan juntos, entonces sus zonas de influencia se traslapan y no se logra el máximo beneficio posible. En realidad, si dos barras o electrodos horizontales están muy próximos, la impedancia a tierra combinada de ambos puede ser virtualmente la misma que de uno solo, lo cual significa que el segundo es redundante. El espaciamiento, la ubicación y las características del terreno son los factores dominantes en esto. La Figura 6 muestra cómo la resistencia total de dos barras verticales de 5 metros de longitud, cambia a medida que la distancia entre ellas aumenta. De esta figura puede verse que las barras debieran estar separadas una distancia superior a 4 metros en suelo uniforme. Los cálculos de este tipo son la base para establecer la práctica de instalar electrodos a menos con una separación equivalente a su longitud.

Figura 6. Resistencia combinada de dos barras verticales



Fuente: Nelson Morales. [http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf) pp. 24.

Un punto importante que no se a tratado es la resistencia de contacto entre la varilla y el suelo todos los gráficos anteriores están basados en una resistencia de contacto perfecta. Para reducir esta resistencia de contacto a un mínimo valor, es importante asegurar que el material de relleno sea apropiado. Claramente, las piedras grandes, secas, que rodeen el electrodo, tendrán un efecto perjudicial en su comportamiento. En realidad, en una instalación nueva, la resistencia más significativa probablemente sea la de contacto entre suelo y electrodo. Esto principalmente porque el suelo no está aún consolidado.



## 2. PARARRAYOS

### 2.1 Formación del rayo

En la mayoría de los fenómenos atmosféricos se considera al aire como un aislante casi perfecto, sin embargo siempre es posible detectar y medir una corriente eléctrica débil en la atmósfera (con o sin nubes). En ausencia de nubes, es decir, en condiciones de buen tiempo, se puede detectar la existencia de un campo eléctrico muy tenue normal a la superficie terrestre, orientada de arriba a abajo y que decrece con la altura:

$$E = -\frac{dV}{dz} \quad (2.1)$$

Como referencia se considera a la tierra con potencial cero y a la atmósfera con potencial positivo.

El campo de buen tiempo se debe a la pequeña conductividad que poseen los iones que se encuentran en la atmósfera producidos principalmente por:

- Rayos cósmicos: en general son protones muy energéticos que penetran en la atmósfera chocando con las moléculas neutras del aire de forma que se puede liberar algún electrón.
- Radiación ultravioleta solar: produce el mismo efecto que la anterior aunque en este caso la ionización es producida por un fotón. Ambos fenómenos ocurren principalmente en la alta atmósfera, por encima de

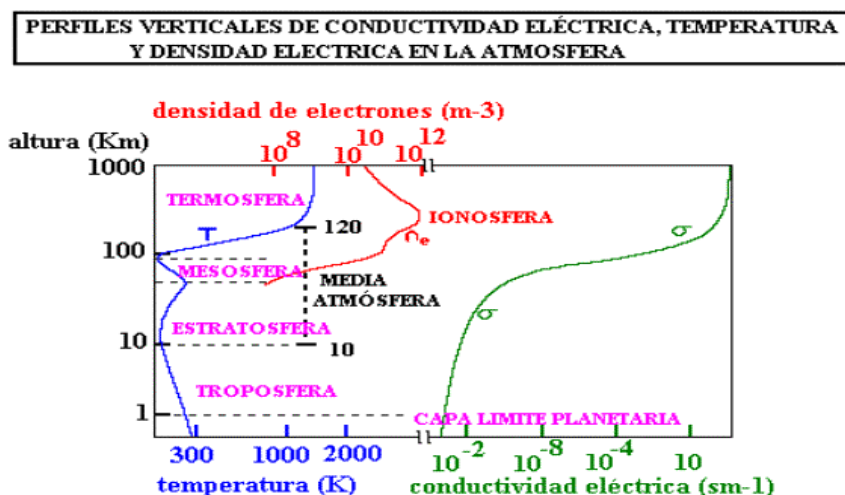
70 Km. y, aunque su efecto puede llegar a la superficie terrestre, su efecto queda muy atenuado.

- Radiación terrestre natural: principalmente sobre los continentes y de un efecto muy pequeño comparado con los dos anteriores.

### **2.1.1 Ionosfera**

Como consecuencia de los procesos anteriores aparece una capa atmosférica, llamada IONOSFERA, caracterizada por un brusco aumento de la conductividad eléctrica. Este hecho es particularmente intenso a partir de los 80 Km. En ella los gases están ionizados al haber perdido los electrones más periféricos que quedan libres circulando entre iones positivos, negativos y moléculas neutras. Sus características comienzan a ser parecidas a las de un conductor metálico. Podemos considerar la IONOSFERA como un conductor, casi perfecto, donde en su interior, debido a la gran conductividad, el campo eléctrico es nulo y sus superficies externas son equipotenciales.

**Figura 7. Perfiles verticales de conductividad eléctrica de la atmósfera**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

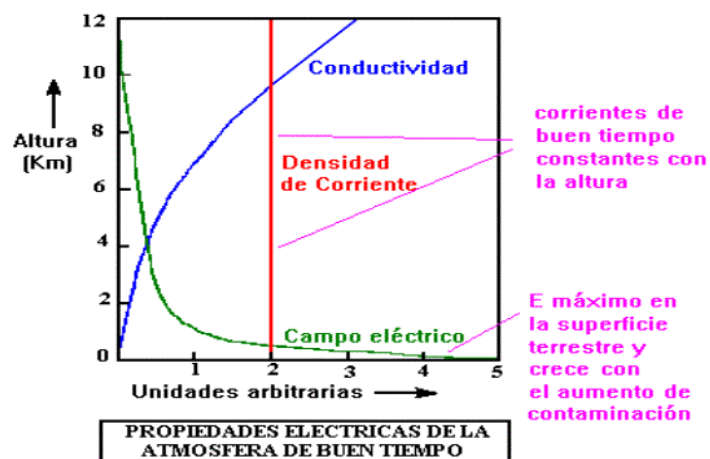
En la figura se representan los perfiles atmosféricos desde el punto de vista térmico y eléctrico. La IONOSFERA coincide con la mesosfera y termosfera. Se puede observar también un aumento brusco de la conductividad eléctrica y del número de electrones en ella.

### 2.1.2 Propiedades eléctricas de la atmósfera de buen tiempo

Lógicamente la conducción atmosférica se deberá a los componentes que posean una carga neta positiva o negativa. Las cargas positivas se moverán hacia potenciales decrecientes (hacia abajo en condiciones de buen tiempo) y viceversa. En la figura se representa el campo eléctrico, la conductividad y la corriente producida en condiciones de buen tiempo (ausencia de nubes), todo ello para los 12 primeros Km. de la atmósfera. Se puede observar cómo las corrientes de buen tiempo permanecen constantes con la altura ya que son

proporcionales al producto de la conductividad por el campo eléctrico y, como se refleja en la figura, los dos parámetros varían de forma inversa con la altura.

**Figura 8. Propiedades eléctricas de la atmósfera de buen tiempo**

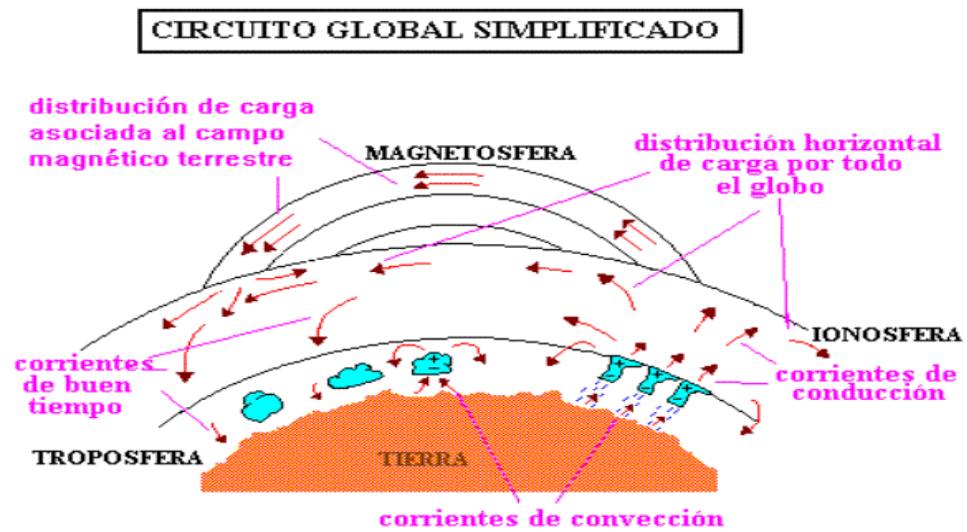


Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

Cuando existe contaminación en las capas bajas de la atmósfera la captura de los iones por los aerosoles cercanos a la superficie de la tierra hacen aumentar fuertemente el campo eléctrico, llegándose a medir en condiciones de fuerte contaminación valores de E cercanos al suelo del orden de 500V/m, cuando en una capa bien mezclada en verano los valores del campo eléctrico son aproximadamente de 130 V/m.

### 2.1.3 Circuitos Eléctrico Global

Figura 9. Circuito global simplificado



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

El modelo eléctrico que generalmente se asocia a la atmósfera es el de un condensador esférico. Su cara interna sería la superficie terrestre, cargada negativamente, y la externa, la ionosfera, cargada con signo opuesto. El campo  $E$  disminuye con la altura (mayor en las cercanías de la superficie terrestre y nulo en la ionosfera) ya que el aire no es un dieléctrico perfecto ( $E$  sería constante) al poseer cargas debido a procesos de ionización ya comentados anteriormente. La corriente eléctrica generada entre las dos placas del "condensador atmosférico" se denomina corriente de buen tiempo, corriente de retorno ó corriente de inducción aire-tierra. Esta corriente es independiente de la altitud y produciría la descarga del condensador eléctrico en aproximadamente una hora. Este hecho no se produce en la realidad por lo

que debe existir algún mecanismo que se encargue de mantener la diferencia de potencial entre las dos placas y el campo eléctrico de buen tiempo asociado. El equivalente eléctrico sería una "pila" que mantenga esta diferencia de potencial y cierre el circuito. Parece ser que son las tormentas las principales responsables del mantenimiento y "cierre" de este circuito global.

Las tormentas son extremadamente complejas y no existe un modelo generalmente aceptado que pueda ser utilizado para calcular la corriente liberada por ellas en el circuito eléctrico global. En la figura se supone una distribución bipolar en la nube, con un núcleo de cargas positivas en la cima y otro de negativas en la base. Este modelo es el más simple pero a la vez el más utilizado a la hora de explicar el circuito eléctrico global. La gran mayoría de las nubes que se forman en la atmósfera se disipan sin producir ni precipitación ni rayos. Los iones que se mueven rápidamente dentro de la nube son atrapados por partículas nubosas mas grandes de forma que decrece la conductividad eléctrica de la nube con respecto al aire claro que le rodea de forma que la corriente de buen tiempo queda alterada en las cercanías de la nube. A medida que la actividad convectiva en la nube aumenta la electrificación aumenta. La fuerte electrificación generalmente comienza con el desarrollo rápido, tanto horizontal como vertical, de un cúmulo de buen tiempo a un cumulonimbo.

Entre la superficie de la tierra y la nube se produciría un ascenso de cargas positivas o un descenso de negativas. Por encima de la nube las tormentas aportarían cargas positivas que fluyen hacia la ionosfera en forma de una corriente de conducción. El rápido incremento de la conductividad eléctrica con la altura confina la corriente en una columna vertical que fluye desde la tormenta hasta la ionosfera. Parte de estas corrientes ascendentes circulan influidas por el campo magnético terrestre. El campo magnético terrestre y la ionosfera redistribuyen la carga horizontalmente por todo el globo. Desde la ionosfera la corriente fluye hacia abajo como corriente de buen tiempo.

## 2.1.4 Contribución de las tormentas al circuito eléctrico global

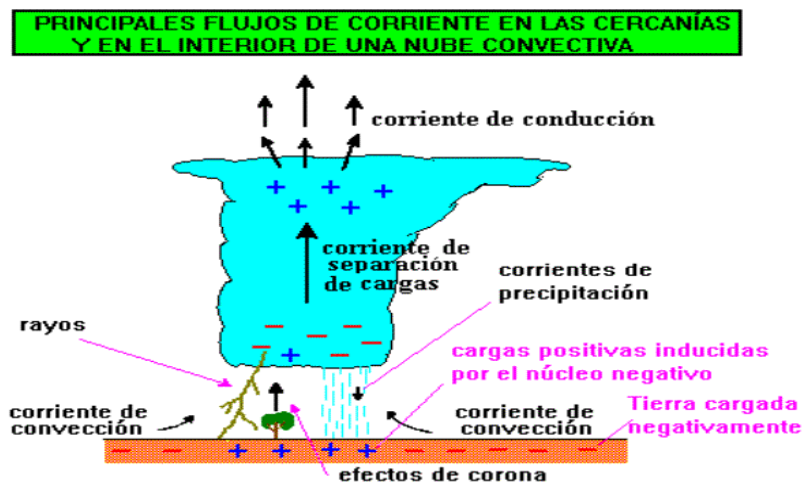
Corrientes de convección: formadas por el transporte de partículas cargadas desde el suelo a la base de la nube.

Corrientes de precipitación: producidas por el transporte de cargas hacia el suelo positivas o negativas dependiendo de la zona de la nube de donde provenga la precipitación.

Corrientes puntuales o de corona: cargas positivas que liberan los árboles, vegetación y otros puntos sobre la tierra y que son atraídas por el núcleo principal de carga negativa de la nube.

Rayos: descargas eléctricas producidas por el aumento de la diferencia de potencial entre dos puntos de la nube o entre la nube y la superficie de la tierra.

**Figura 10. Principales flujos de corriente de una nube convectiva**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

### **2.1.5 Procesos de generación y separación de carga**

Es un hecho comprobado que los movimientos verticales asociados a la escala sinóptica (débiles), normalmente, no van acompañados de descargas o fenómenos eléctricos de importancia. Esto es, la precipitación de tipo estratiforme, no asociada a estructuras convectivas, es poco proclive a producir estos fenómenos. Son las fuertes corrientes ascendentes y descendentes, que tienen lugar en los núcleos convectivos las que, de alguna manera, producen la formación y separación de cargas lo suficientemente intensas como para producir campos y diferencias de potencial capaces de generar fenómenos eléctricos significativos. Por otra parte, como la existencia de los primeros rayos está ligada a la llegada de la precipitación, líquida y/o sólida, al suelo (a veces antes) sugiere que, además, las partículas precipitables juegan un papel destacable en la generación, permanencia y disipación de los fenómenos eléctricos. Se ha observado que la actividad eléctrica más intensa se encuentra en las nubes convectivas que poseen grandes desarrollos por encima del nivel de congelación (tormentas eléctricas en latitudes medias). La existencia de ciertos tipos de elementos sólidos contribuye de forma significativa a la electrificación de la nube.

Las tormentas de nieve en latitudes altas ( $> 60^\circ$ ) no suelen llevar asociados fenómenos eléctricos.

Respecto a los procesos de generación y separación de cargas se ha dado un nuevo enfoque a las teorías que tratan de explicar la electrificación de las nubes. Ya no se hace una clasificación basándose en la influencia (teorías inductivas) o no (teorías no inductivas) del campo eléctrico de buen tiempo. Estas teorías se basaban en el posible efecto (o no) del campo eléctrico terrestre, como elemento fundamental en la generación de cargas. Aunque en



la actualidad no se han abandonado tales teorías, los modelos o hipótesis que se manejan son las asociadas al papel de la precipitación y de la convección.

#### **2.1.5.1 Teoría de la precipitación**

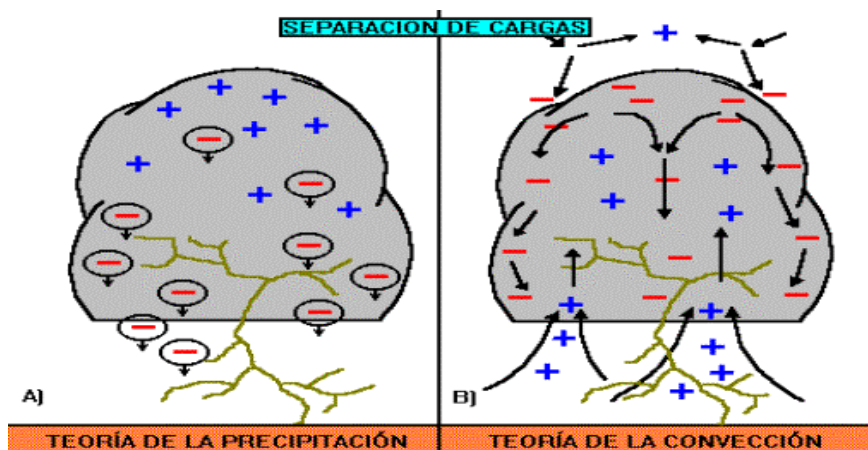
En la teoría de la precipitación (figura A) se parte de un estado en el que la nube es capaz de producir gotitas de agua lo suficientemente grandes para que no puedan ser mantenidas por las corrientes ascendentes. Por efecto de la gravedad las gotitas de agua caen interaccionando con las partículas (sólidas y/o líquidas) de menor tamaño que aún siguen ascendiendo. Las colisiones producen una separación de cargas (parecida a la que ocurre por frotamiento): las mayores quedan cargadas negativamente y las pequeñas positivamente. Las corrientes aéreas y la gravedad tienden a separarlas del lugar donde se generaron.

Algunos autores apuntan que el choque o colisión pueda ser o no de tipo selectivo, al estar polarizadas las partículas mayores.

#### **2.1.5.2 Teoría de la convección**

En los procesos de electrificación por convección (figura B) no es necesario la presencia de la precipitación, basta que existan fuertes corrientes ascendentes que puedan "arrancar" las cargas positivas que se han acumulado en ciertas zonas cercanas a la superficie terrestre (debajo de la nube).

Figura 11. Separación de cargas



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

Estas corrientes las transportan a niveles más altos por la rama ascendente, que se encuentra en el interior de la nube, mientras que en niveles superiores los rayos cósmicos ionizan a las moléculas del aire. Las cargas negativas así generadas son atraídas por las positivas de la nube formando una especie de "capa pantalla" a la vez que son transportadas por las corrientes descendentes de la periferia hacia abajo. Se forma una especie de dipolo positivo.

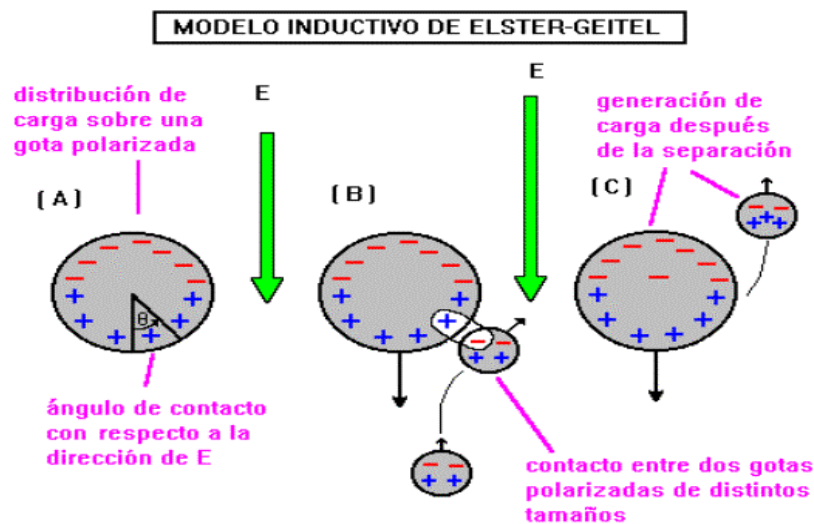
### 2.1.5.3 Modelo inductivo de Elster-Geitel

En este modelo inductivo las partículas grandes, polarizadas, que descienden, chocan con otras menores. Tras el impacto, la partícula pequeña queda cargada positivamente y las grandes negativamente. La cantidad de

carga que se puede transferir en una colisión entre dos gotas que están polarizadas depende:

- Del ángulo de contacto con respecto a la dirección del campo E.
- Del tiempo de contacto.
- Del tiempo de relajación de la carga (tiempo necesario para la redistribución de la carga).
- De la carga neta de las gotas.
- De la magnitud de la polarización de cada una de las gotas.

**Figura 12. Modelo inductivo de Elster-Geitel**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

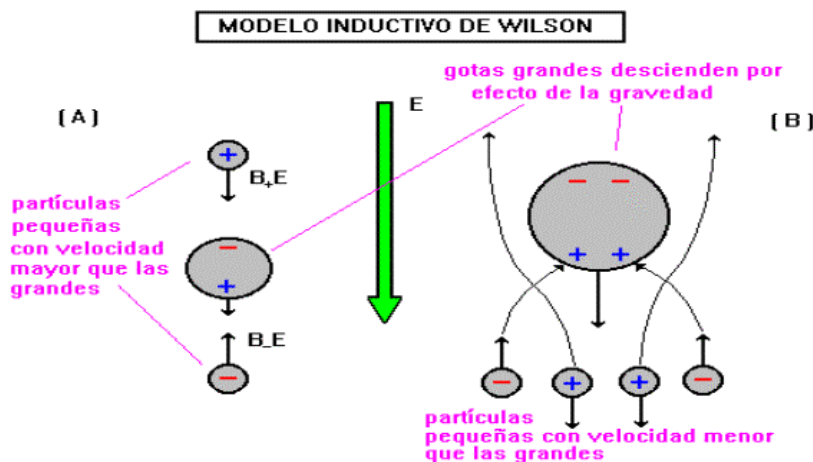
#### 2.1.5.4 Modelo inductivo de Wilson

En el modelo inductivo de Wilson (1929), la captura es selectiva. Las gotitas nubosas más grandes descienden por efecto de la gravedad dentro de la nube. En el caso de que las gotitas cargadas más pequeñas se muevan lentamente, solamente las cargadas de forma negativa serán interceptadas por

las que descienden (Fig. b), mientras que si se desplazan rápidamente serán capturadas por igual tanto las + como las - por las gotas más grandes (Fig. a).

Muchos investigadores apuntan a que la electrificación por el choque o frotamiento es más intensa entre el hielo y granizo que los producidos entre las gotitas de agua, a la hora de electrificar a una nube. En esta teoría se prima la existencia de partículas precipitables y su estado físico frente a la existencia de corrientes ascendentes y descendentes intensas y el campo eléctrico previo. El resultado final sería el de una nube con estructura bipolar positiva: las partículas más pesadas caerían a niveles inferiores (-) y las más pequeñas irían a los superiores (+).

**Figura 13. Modelo inductivo de Wilson**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

### 2.1.6 Descargas eléctricas de rayos

En una nube convectiva los mecanismos de generación y separación de cargas tienden a aumentar la energía eléctrica del sistema. Cuando el campo eléctrico o el potencial superan un valor crítico, se produce el rayo o descarga

eléctrica que tiende a reducir tal energía, con una nueva redistribución de las cargas eléctricas: en la nube, en el suelo y en la atmósfera. Durante un corto período de tiempo la energía electrostática acumulada es liberada en forma de energía electromagnética (relámpago visible más ondas de radio), energía acústica (trueno) y energía calorífica. El efecto global de las corrientes puestas en juego es el del transporte de cargas negativas hacia el suelo y positiva a niveles altos de la atmósfera.

La acumulación local de cargas produce dos tipos de descargas: las NN (dentro de la nube o entre Nube y Nube) y las NT (entre la Nube y Tierra). Normalmente existe una proporción de 5 (o más) a 1 a favor de las NN frente a las NT, ya que los procesos de carga son producidos dentro de la nube y la disminución de la presión con la altura favorece la aparición de los NN. Podemos subdividir los del tipo NT en positivos (descargas NT(+)) o negativos (descargas NT(-)), según sea el origen de la descarga y los centros que lo generen. Lo que sí podemos afirmar es que la mayoría se suelen generar en la región principal de cargas negativas y son del tipo NT(-).

En general llamaremos RAYO a las descargas eléctricas que se producen en la atmósfera de tipo NN o NT.

### **2.1.7 Procesos del rayo negativo nube-tierra**

Particularizando a los rayos que se generan desde la nube a tierra, tipo NT. La generación de la descarga comienza en la gran mayoría de los casos, entre la región principal de carga negativa y la superficie terrestre (cargada positivamente por inducción). La chispa tiende a seguir un camino, que se va creando por sucesivos impulsos, desde la nube a tierra. Es la llamada guía escalonada (Step Leader) que con arranques y paradas sucesivas va

acercándose a tierra. El proceso es invisible a nuestros ojos (no transporta gran cantidad de carga y no es brillante). Suele ramificarse mucho, pero la mayoría de ellas no llegan al suelo. El resultado final es la existencia de un camino ionizado de mínima resistencia.

Cerca de la superficie terrestre se va generando, poco a poco y sobre ciertos puntos llamados de descarga, una acumulación de cargas positivas (descarga de conexión) que son las primeras en conectar con la guía escalonada descendente, llegando a cerrar el circuito nube-tierra.

Se produce en este momento la primera descarga de retorno (Return Stroke) que se desplaza desde la tierra a la nube transportando gran cantidad de carga en el canal y en un tiempo muy pequeño, aumentando enormemente la temperatura, liberando gran cantidad de energía calorífica y electromagnética, con los efectos luminosos y sonoros por todos conocidos.

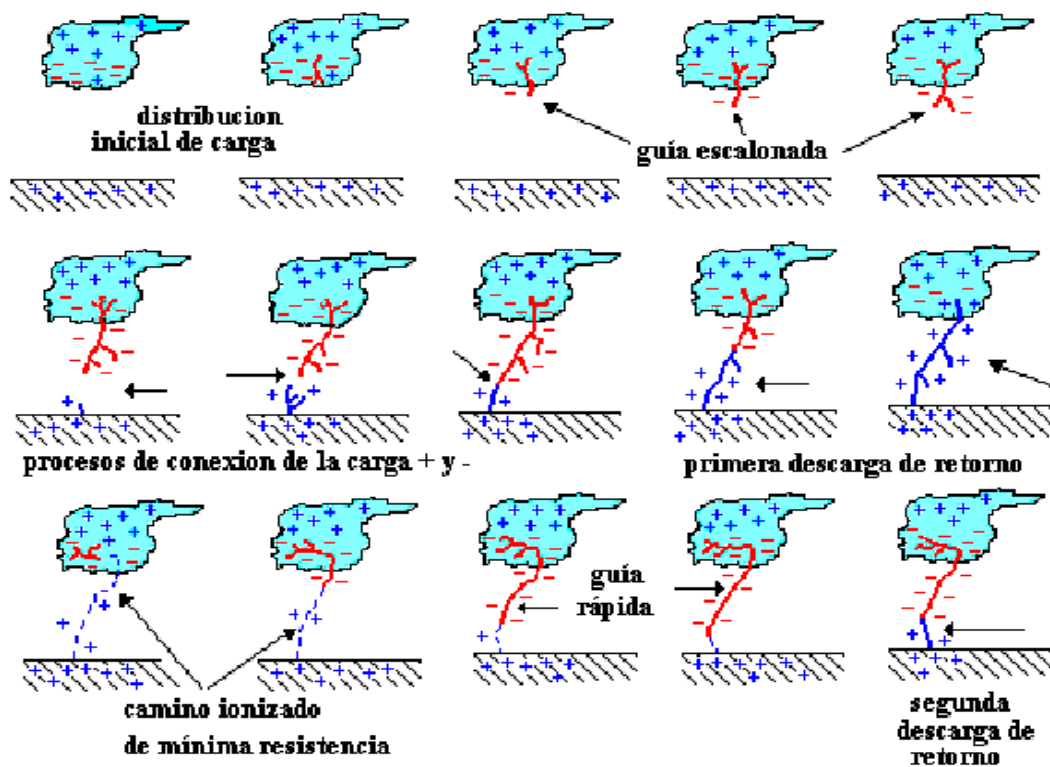
En la mayoría de los casos, cuando la primera descarga de retorno ha desaparecido, baja otra guía, pero esta vez sin pausa. Es la llamada guía rápida (Dart Leader) que baja de una sola vez de forma no pulsante. Posteriormente a su llegada al suelo aparece una segunda descarga de retorno (menos energética que la primera) y así sucesivamente hasta unas 5 o 10 veces por término medio (se han llegado a detectar hasta 42 descargas de retorno por un mismo camino). Para el ojo humano todo sucede tan rápido que lo que se observa es un solo destello.

Aunque las tormentas son altamente variables en su intensidad, dimensiones, composición y estructura eléctrica se pueden hacer algunas generalizaciones a cerca de ellas:

- La actividad eléctrica suele venir asociada con fuertes corrientes ascendentes y precipitación, por la que se asocian a nubosidad de tipo cumuliforme. No suelen estar asociadas con nubosidad de tipo estratiforme y nunca con cirros aislados.

- Las observaciones disponibles revelan actividad eléctrica entre 60° N y 60° S, mas frecuentemente en bajas latitudes y en tierra.
- En las latitudes más altas la frecuencia de los rayos decrece debido a la disminución en la convección y a la ausencia de humedad.
- La mayoría de los rayos se observan en nubes con contenido de gotas de agua y de hielo, aunque ha habido algunas observaciones en nubes de agua solamente. Se han observado también rayos en nubes que están completamente por debajo de temperaturas de 0 °C, sin embargo se ha observado que poseen agua sobre enfriada y partículas de hielo.

**Figura 14. Proceso de formación de un rayo**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.  
<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

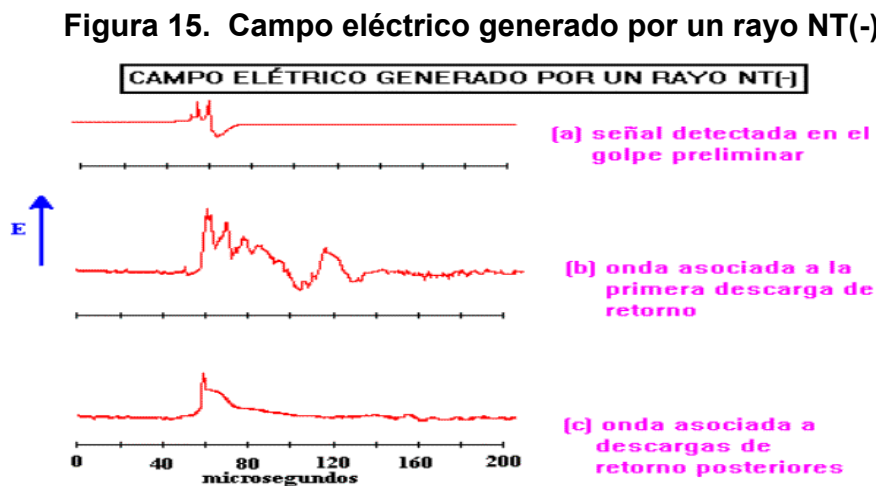
### 2.1.8 Campo eléctrico generado por un rayo nube-tierra negativo

En la figura se aprecian tres ejemplos de perfiles eléctricos asociados a tres descargas típicas de tipo NT(-) registrados a 50 Km del sensor:

a.- Muestra la señal detectada en el golpe preliminar en la formación la guía escalonada.

b.- Forma de onda asociada a la primera descarga de retorno. Los pequeños pulsos que la preceden fueron producidos por diversos pasos de la guía escalonada justo antes de la conexión entre ésta y la descarga de conexión. La primera descarga de retorno es precisamente la que emplean la mayoría de los sistemas comerciales de detección de rayos, utilizando su señal característica para discriminarla de otras posibles descargas no deseadas.

c.- Señal de una descarga de retorno posterior.



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.

<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

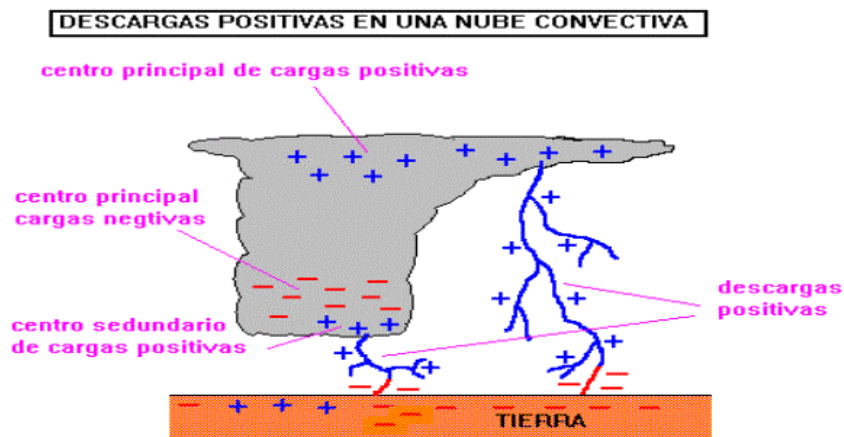


### 2.1.9 Descargas positivas

Recientemente están adquiriendo más importancia el tipo de descargas producidas desde centros de cargas positivas en la nube, capaces de engendrar rayos de polaridad diferente a los NT - clásicos. Son las descargas positivas de nube a tierra (Positive Cloud to Ground Lightning) NT(+). La variación del campo eléctrico estaría invertida con respecto al de las negativas. Las diferencias fundamentales entre los dos tipos de rayos son:

- Transportan cargas positivas a tierra (10 veces más que los NT (-)).
- Generan corrientes eléctricas y campos más intensos que los normales de las descargas NT(-), siendo de signos opuestos.
- La dirección de propagación de la guía y de la descarga de retorno es inversa a la NT(-). La mayoría de las veces sólo se genera una descarga de retorno. Se han detectado casos en los que no aparece la guía inicial escalonada.
- Están asociados a fenómenos convectivos severos (supercélulas, líneas de turbonada, etc.) y a ciertas fases de desarrollo de tormentas o sistemas convectivos mesoscalares (preferentemente en su fase de disipación) ya que una zona generadora de NT (+) es la asociada a las áreas de lluvia estratiforme de las nubes tormentosas pues las cargas positivas son transportadas desde las zonas de desarrollo más activas.
- Son más dañinas por la gran cantidad de energía liberada: fuegos en bosques, daños en aeroplanos, etc. El número de descargas positivas es mayor en las tormentas de meses fríos que en los meses cálidos o estivales ya que la separación horizontal de cargas es mayor y la distancia entre las cargas positivas y la tierra es menor.

**Figura 16. Descargas positivas en una nube convectiva**



Fuente: Olinda Carretro P., Francisco Martín L.

<http://www.tormentasyrayos.com/SECCION%20EXPLICACIONES/Teoria%20Rayos.htm>

## 2.2 Selección de Pararrayos

La selección de un pararrayos para protección contra sobretensiones de origen atmosférico y por maniobra de interruptores, debe estar de acuerdo con el criterio de protección establecido para una instalación, en función del criterio de coordinación de aislamiento adoptado, es decir, se debe verificar que un tipo de pararrayos cumpla con los requerimientos de la línea, transformador, aisladores, etcétera, en la subestación.

Las características importantes para la selección de un pararrayos son:

- Tensión nominal
- Corriente nominal de descarga

### 2.2.1 Tensión nominal del Pararrayos

Es el valor efectivo de la tensión alterna de frecuencia fundamental (60 HZ) a la cual se efectúa la prueba de trabajo, y que puede aparecer en forma permanente en el pararrayos sin dañarlo. A esta tensión, el pararrayos extingue la corriente de frecuencia fundamental, por lo que se conoce también como “Tensión de extinción del pararrayos”.

La tensión nominal del pararrayos se calcula de acuerdo con la expresión:

$$V_n = K_e V_{m\acute{a}x} \quad (2.2)$$

$V_{m\acute{a}x}$  = Tensión máxima del sistema entre fases (se refiere al equipo) en Kv.

$V_n$  = Tensión nominal del pararrayos en Kv.

$K_e$  = Factor de conexión a tierra.

El factor  $K_e$  depende de la forma en como está conectado el sistema a tierra, considerando la falla de línea a tierra que produce la sobretensión en la fases no falladas. De acuerdo con esto, la relación de reactancias secuencia cero a secuencia positiva ( $X_0/X_1$ ) y la relación  $R_0/X_1$ .

Desde luego que los valores de  $X_0/X_1$  y  $R_0/X_1$  dependen de la forma en cómo se encuentran los neutros conectados a tierra, de manera que en la práctica:

- Para sistema con neutro sólidamente conectado a tierra  $X_0/X_1 \leq 3$  y  $R_0/X_1 \leq 1$  y estos valores se interceptan en la curva con el 80%, es decir,  $K_e = 0.80$ .
- Para sistemas con neutro flotante o conectado a tierra con un impedancia de alto valor  $X_0/X_1 = 0$ , entonces, los valores se interceptan en la curva de 100% y  $K_e = 1.0$ .

Es práctica común de los fabricantes designar los pararrayos como de: 100%, 80% y 75%, estos valores se refieren normalmente a la tensión nominal

del sistema, así por ejemplo, un pararrayos de 100% tiene una tensión nominal que es mayor en un 5% a la tensión nominal del sistema y se emplean en el caso que  $K_e = 1$  (neutro aislado o puesta a tierra a través de alta impedancia).

La pararrayos con porcentajes menores de 100% se aplican a sistemas con neutro conectado a tierra y su valor depende de la forma en que estén conectados, así por ejemplo, para sistemas con neutro sólidamente conectado a tierra en los que  $K_e = 0.8$  por tener relación  $X_0/X_1 \leq 3$  y  $R_0/X_1 \leq 1$  se usarán pararrayos de 80%, de acuerdo con los valores de niveles de protección que se obtengan.

El valor de tensión nominal de un pararrayos es importante en la economía de la instalación, tómese el caso de un sistema con neutro sólidamente conectado a tierra en donde se podría emplear pararrayos de 75%, o bien 80%, se tendría un mayor número de operaciones y, por lo tanto, mayor probabilidad de falla. Por el contrario, si se seleccionarán pararrayos de 110% de la tensión nominal de la instalación, se tendría un menor número de operaciones, pero es probable que la protección no sea adecuada, debido que a mayor tensión de operación del pararrayos, si está más próximo a la tensión fijada como nivel básico de aislamiento del equipo, el margen de protección sería pequeño.

Por lo anterior, se debe coordinar la tensión de operación del pararrayos con los niveles básicos de aislamiento del equipo. Un criterio práctico y rápido consiste en que un sistema efectivamente aterrizado ( $K_e = 0.8$ ) el valor de la tensión nominal sea de 5% ó 10% mayor que el encontrado y en sistemas de neutro aislado o conectado a tierra a través de alta impedancia, se instalasen pararrayos de 100% ó 105%. Debido a que los pararrayos también deben operar por sobretensiones debidas a maniobra de interruptores, se debe determinar este valor, así por ejemplo, las normas ANSI recomiendan que el valor de operación del pararrayos por sobretensiones debida a maniobra sea  $0.83NBI$ , de manera que la tensión de operación del pararrayos por esta razón sea del orden de un 10% menor que por sobretensión de rayo y menor que el

nivel de aislamiento (NBS) por operación de interruptores del equipo por proteger.

### **2.2.2 Coordinación de aislamiento**

Para la coordinación del aislamiento se utilizan dos métodos los cuales son:

- Semiprobabilísticos o convencionales
- Probabilísticos

En este trabajo solo detallaremos el método semiprobabilístico ya que para el segundo método se necesitan información estadística obtenida en forma experimental.

1. Selección de las características del pararrayos. Esta selección debería basarse en las condiciones de sobretensiones máximas esperadas, de manera que el pararrayos empleado debe ser capaz de soportar estas condiciones con un riesgo mínimo de falla en el mismo.
2. Suponiendo que se emplean pararrayos en la instalación, seleccionar los niveles básicos de aislamiento por rayo (NBI) y por maniobra de interruptores (NBS). En sistemas de extra alta tensión, los pararrayos se localizan tan cerca como sea posible del transformador. Las características de protección del pararrayos se usan con un margen de protección, para determinar de esta forma los niveles básicos de aislamiento por impulso y por maniobra de interruptor para el transformador; para otros equipos, como el interruptor y cuchillas desconectoras, estos niveles se calculan en la misma forma.

3. Para niveles de extra alta tensión y ultra alta tensión (más de 400 Kv) en el aislamiento auto recuperables, se determinan los niveles básicos de aislamiento por maniobra de interruptores (NBS), suponiendo que no hay acción del pararrayos. En estos niveles de tensión en el sistema, existe la posibilidad de que se permitan valores inferiores de NBS, dado que las características de protección del pararrayos para ondas de maniobras de interrupción pueden ser mayores que las ondas producidas realmente por las maniobras.
4. Se debe hacer un análisis de la distribución del equipo en la subestación y las distancias, con objeto de determinar el número y localización de los pararrayos, así como posibles variaciones en el NBI y NBS.

Para una determinación inicial de los NBI y NBS en la selección del equipo, se pueden emplear las siguientes expresiones:

Aislamiento no auto recuperables (aislamientos internos) no afectados por condiciones ambientales.

- a) Ondas por maniobra de interruptores

$$NBS = 1.15(\textit{tensión _de _arqueo _del _pararrayos _por _impulso _de _maniobra})$$

(2.3)

O también:

$$NBS = 1.15(\textit{valor _de _la _onda _máxima _por _impulso _de _maniobra})$$

(2.4)

b) Por rayo

$$NBI = 1.2(\text{tensión\_residual\_del\_pararrayos\_para\_una\_onda\_de\_impulso\_de\_1.2/50}) \quad (2.5)$$

$$NBI = 1.2(\text{tensión\_de\_arque\_para\_una\_onda\_de\_1.2/50}) \quad (2.6)$$

O también:

$$NBI = 1.043(\text{tensión\_de\_arque\_por\_frente\_de\_onda\_del\_pararrayos}) \quad (2.7)$$

El valor de 1.15 en el cálculo del NBS y de 1.2 en el cálculo del NBI se denomina “relaciones de protección” y representan los márgenes de protección.

El valor de 1.043 se obtiene como el cociente de 1.2/1.15, donde 1.15 es el valor de la onda cortada a 3 milisegundos de una onda de 1.2/50 en por unidad del NBI tomado como 1.15.

En sistemas de extra alta tensión, el comité de transformadores de IEEE recomienda que la relación de protección anterior para el frente de onda se reduzca a 1.10 por unidad en lugar de 1.15.

Aislamiento auto recuperable sujetos a condiciones ambientales (externos).

a) Por maniobra de interruptores

$$NBS = \frac{1.15}{(0.96\delta_r)^n} (\text{tensión\_de\_arque\_del\_pararrayos\_por\_impulso\_de\_maniobra})$$

(2.8)

O también:

$$NBS = \frac{1.15}{(0.96\delta_r)^n} (\text{valor\_de\_la\_onda\_m\u00e1xima\_por\_impulso\_de\_maniobra})$$

(2.9)

Recordar que:  $n = 1.08 - 0.035d$

d = Distancia m\u00ednima de no arqueado entre conductor y estructura en pies.

Las expresiones anteriores ya consideran el NBS corregido por humedad.

b) Por impulso de rayo

Como se sabe, por impulso de rayo el coeficiente de densidad relativa del aire es el exponente  $n = 1.0$  y adem\u00e1s el NBI, a\u00fan cuando est\u00e1 determinado para condiciones en seco, no se ve alterado en forma significativa por humedad.

$$NBI = \frac{1.2}{(0.96\delta_r)} (\text{tensi\u00f3n\_residual\_del\_pararrayos}) \quad (2.10)$$

\u00d3

$$NBI = \frac{1.2}{(0.96\delta_r)} (\text{tensi\u00f3n\_de\_arqueado\_para\_una\_onda\_de\_1.2/50}) \quad (2.11)$$

O tambi\u00e9n:



$$NBI = \frac{1.043}{(0.96\delta_r)} (\text{tensión\_de\_arqueo\_para\_frente\_de\_onda\_de\_pararrayos})$$

(2.12)

Como se ha mencionado anteriormente, la tensión de descarga de un pararrayos es una función de la corriente de descarga, la cual a su vez es una función de la impedancia característica de la línea  $Z_o$ , la tensión crítica de flameo de polaridad negativa para la línea y de la característica tensión-corriente para el pararrayos. Y como se estudió anteriormente, la máxima corriente de descarga se puede calcular en forma conservadora como:

$$I_d = \frac{2(NBI) - V_r}{Z_o}$$

(2.13)

Aunque, desde el punto de vista de los fabricantes, también se puede calcular en condiciones ligeramente más severas como:

$$I_d = \frac{2V_{cf} - V_r}{Z_o + R_a}$$

(2.14)

Donde:

$V_{cf}$  = Tensión crítica de flameo para la línea en Kv (polaridad negativa)

$V_r$  = Tensión residual del pararrayos en Kv

$R_a$  = Resistencia del pararrayos.

$Z_o$  = Impedancia característica de línea en ohms

Algunos valores de  $I_d$  en función de las tensiones máximas del sistema, se dan en la tabla siguiente:

**Tabla IV. Valores de  $I_d$  en función de las tensiones máximas del sistema**

| Tensión nominal (Kv) | Tensión máxima (Kv) | $I_d$ (KA) | Valores de fabrica |
|----------------------|---------------------|------------|--------------------|
| 69                   | 72.5                | 5          | 5                  |
| 115                  | 121                 | 5          | 5                  |
| 230                  | 245                 | 5          | 5(10,20)           |
| 345                  | 362                 | 7          | 10(20 KA)          |
| 400                  | 420                 | 8          | 10(20,40)          |
| 500                  | 550                 | 10         | 10(20)             |

Fuente: Gilberto Enríquez H. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas pp. 437**

## **3. ESTUDIO DEL CORTOCIRCUITO**

### **3.1 Métodos de cálculo de cortocircuito**

Para iniciar el estudio de un cortocircuito es necesario primero la preparación del diagrama unifilar de la instalación, que muestre la conexión de todas las fuentes de las corrientes de cortocircuito que ya sabemos son: generadores, motores y condensadores síncronos, motores de inducción, conexiones de la red pública, convertidores rotativos y todos los elementos del circuito que se puedan incluir, tales como transformadores, cables, etcétera.

En segundo lugar, se debe preparar el diagrama de impedancias o reactancias que puedan tener influencia en el cálculo incluyendo en este las conexiones a tierra. En las instalaciones de alta tensión se denomina diagrama de impedancias, aceptando generalmente que la resistencia es despreciable en relación con las reactancias y por tanto solo se considera la reactancia.

Los elementos del circuito y las máquinas consideradas en el diagrama de impedancias dependen de muchos factores, como son: la tensión del circuito que se tenga que verificar, el régimen instantáneo de trabajo de los interruptores que se necesite comprobar, la resistencia dinámica y térmica de la instalación, etcétera.

Por tanto, es necesario saber cuándo deben considerarse los motores y qué reactancias de motores deben ser utilizadas para verificar un determinado régimen para un interruptor o un fusible en una clase de tensión dada. Existen otras cosas interesantes, como son: elegir el tipo y la ubicación del cortocircuito del sistema, determinar la reactancia específica de una máquina o

elemento del circuito y decidir si se debe o no tomar en cuenta la resistencia del circuito.

En la mayor parte de los sistemas industriales se obtiene la máxima corriente de cortocircuito cuando se produce una falla trifásica. En este tipo de instalaciones las magnitudes de las corrientes de cortocircuito generalmente son mayores que cuando la falla se produce entre fase y neutro o entre dos fases; por consiguiente, para la selección de los dispositivos de protección en la mayoría de las plantas industriales basta calcular un cortocircuito trifásico. En cambio, en sistemas de plantas muy grandes de alta tensión, que generalmente tienen el neutro conectado directamente a tierra, se presenta la corriente máxima de cortocircuito cuando la falla ocurre entre una fase y tierra. En estos casos, la alimentación se efectúa por medio de transformadores delta-estrella con neutro a tierra, o bien, directamente de los generadores de la central o de la casa de máquinas; en estas condiciones, un cortocircuito produce una corriente mayor que la que se produciría en caso de una falla trifásica.

En un cortocircuito entre fase y neutro, la corriente de cortocircuito depende de la forma en que se conecte el neutro.

Generalmente, los neutros de los generadores están conectados a tierra a través de un reactor, una resistencia o algún otro tipo de impedancia, con el objeto de limitar las corrientes de cortocircuito debido a una falla trifásica. Entonces, cuando el generador o los transformadores en delta-estrella tienen sus neutros puestos a tierra en esta forma, sólo es necesario calcular la corriente de falla trifásica, ya que es mayor que la que se produce por otro tipo de falla en la línea.

El cálculo de la corriente de cortocircuito monofásica sólo es necesario en grandes sistemas de alta tensión (2400 voltios o más) con neutro directo a tierra en el generador, o bien, cuando los transformadores principales que suministran

energía a la instalación industrial están conectados en delta en el lado de alta tensión (línea) y en estrella con neutro directo a tierra en el lado de baja tensión.

El mejor método para efectuar los cálculos con corrientes desequilibradas de fallas en grandes sistemas de energía es el conocido como “componentes simétricas”.

La ubicación del cortocircuito en una instalación depende desde luego del fin perseguido; por ejemplo, la máxima corriente de cortocircuito que circula a través de un interruptor, un fusible o un arrancador se presenta cuando la falla se produce precisamente en las terminales de estos dispositivos. Estos dispositivos, cuando se seleccionan adecuadamente, deben ser capaces de interrumpir la corriente máxima de cortocircuito que puede pasar por ellos. Por tanto, sólo es necesario considerar la falla en una posición (sobre las terminales) para verificar el régimen de trabajo del interruptor o su fusible determinado.

La influencia de la reactancia correspondiente a determinados elementos del circuito de un sistema depende la tensión de la red en que se produce el cortocircuito. En todos los casos deben usarse las reactancias de los generadores, motores y transformadores.

En los circuitos de más de 600 voltios, las reactancias de los transformadores de corriente, de los interruptores de aire, los tramos de barra, etcétera, sí pueden tener una influencia de importancia en la magnitud de la corriente de cortocircuito.

En general, la reactancia de los interruptores blindados no influye en las subestaciones o tableros usados en los centros de carga con transformadores, dispositivos de maniobra acoplados cuando las tensiones son iguales o inferiores a 600 voltios. Sin embargo, cuando existen varios transformadores o generadores a una misma barra, o conexiones de algunos metros de longitud entre un transformador y un tablero de maniobra, las reactancias y las

conexiones de las barras generalmente sí tienen influencia y deben ser consideradas en los cálculos de cortocircuito.

La resistencia de los generadores, transformadores, reactores, motores y barras de gran capacidad (arriba de 1000 amperes normales) es tan baja comparada con su reactancia, que no se considera, cualquiera que sea la tensión del circuito. La resistencia de todos los otros elementos del circuito de alta tensión (mayor de 600 voltios), generalmente se desprecia, debido a que no tiene influencia sobre la magnitud total de las corrientes de cortocircuito.

Existen diferentes métodos para el cálculo de los cortocircuitos en las instalaciones eléctricas, pero en este trabajo solo haremos mención de dos que son:

- El método de caída porcentual (aproximado).
- El método de las componentes simétricas (método exacto).

### 3.1.1 El método de caída porcentual

Este método es el normal para el cálculo de cortocircuitos en sistemas eléctricos, ya que generalmente las impedancias de las máquinas vienen expresadas en porcentaje. El porcentaje de reactancia se define como el porcentaje de voltaje nominal que es consumido por la caída de voltaje en la reactancia cuando circula la corriente nominal, es decir:

$$\%reactancia = \frac{I_n * ohms}{V_n} * 100 \quad (3.1)$$

En donde:

$I_n$  = corriente nominal.

$V_n$  = voltaje nominal.

Empleando la misma definición, el porcentaje de resistencia es:

$$\%reactancia = \frac{I_n * ohms}{V_n} * 100 \quad (3.1)$$

En este caso, se utiliza una potencia en KVA como base común en lugar de un voltaje base, obteniéndose:

$$Z_2 = \frac{KVA_{base}}{KVA_1} Z_1 \quad (3.2)$$

$KVA_1$  = KVA nominales (base 1).

$Z_2$  = impedancia referida a la base 2.

Y también para un sistema de tres fases:

$$I1 = \frac{100 * KVA_{base2}}{\sqrt{3} Z_{eq} KV} \quad (3.3)$$

En los cálculos de cortocircuito se llega a un punto en que hay que decidir si se deben utilizar ohms por ciento, o bien, ohms por unidad; la relación entre éstos queda expresada por las siguientes fórmulas:

$$Reactancia\% = \frac{(reactancia\_en\_ohms)(potencia\_base)}{10 * KV^2} \quad (3.4)$$

$$Reactancia\% = \frac{(reactancia\_en\_ohms)(potencia\_base\_en\_KVA)}{1000 * KV^2} \quad (3.5)$$

$$Reactancia\_por\_unidad = \frac{(reactancia\_en\%)10 * KV^2}{KVA_{base}} \quad (3.6)$$

$$Reactancia\_por\_unidad = \frac{reactancia\_en\%}{100} \quad (3.7)$$

Los  $KVA_{base}$  pueden ser del generador o transformador de alimentación como base. En los sistemas mayores con diversas fuentes, generalmente resulta más fácil elegir una potencia base de 1000, 10000 ó 100000 KVA.

Una vez elegida la potencia base, deben convertirse las reactancias óhmicas de los cables, conductores, transformadores de instrumento, etcétera, en reactancias en porcentaje, en por unidad a la base ya elegida; si se emplea la reactancia en ohms, se deben convertir todas las reactancias en porcentaje a valores en ohms.

Las reactancias de generadores, transformadores y motores, generalmente están expresadas en porcentaje de su propio régimen en KVA y, por tanto, sus reactancias deben convertirse a una base común elegida para el estudio por medio de la fórmula siguiente:

$$Reactancia\_en\_ \%\_a\_base2 = \frac{KVA_{base2}}{KVA_{base1}} reactancia\_en\_ \%\_a\_base1$$

(3.8)

La red de un sistema debe estar representada por una reactancia en el diagrama de impedancias; a veces esta reactancia del sistema está expresada en porcentaje sobre una determinada base, en cuyo caso sólo es necesario convertir este valor a la base común empleada en el diagrama de impedancias; para hacerlo se emplea la fórmula dicha. En algunos casos las compañías suministradoras de energía proporcionan la potencia en KVA de cortocircuitos con la intensidad que el sistema puede entregar en el lugar; en otros, sólo se conoce la capacidad de interrupción del interruptor de la línea de llegada.

En estos casos, para convertir los datos disponibles en reactancia en porcentaje sobre la base en KVA empleada en el diagrama de reactancias, se pueden utilizar las fórmulas siguientes:

Si se da la potencia de cortocircuito en KVA:



$$\text{Reactancia\_en\_}\% = \frac{100 * KVA_{base\_del\_diagrama\_de\_reactancias}}{\text{potencia\_en\_KVA\_de\_cortocircuito\_del\_sistema}} \quad (3.9)$$

Si se da como dato la corriente de cortocircuito:

$$\text{Reactancia\_en\_}\% = \frac{100 * KVA_{base\_del\_diagrama\_de\_reactancias}}{I_{cortocircuito} * \sqrt{3} * KV\_nominales\_del\_sistema} \quad (3.10)$$

Si se conoce el régimen de interrupción en KVA del interruptor de entrada:

$$\text{Reactancia\_en\_}\% = \frac{100 * KVA_{base\_del\_diagrama\_de\_reactancias}}{\text{régimen\_de\_interrupción\_del\_interruptor\_en\_KVA}} \quad (3.11)$$

La corriente de cortocircuito simétrica se puede determinar por medio de fórmulas diversas, como por ejemplo:

$$I_{cortocircuito} = \frac{100 * KVA_{base}}{\% * \sqrt{3} * KV} \quad (3.12)$$

$$I_{cortocircuito} = \frac{KVA_{base}}{X_{por\_unidad} * \sqrt{3} * KV} \quad (3.13)$$

$$I_{cortocircuito} = \frac{1000 * KV}{\sqrt{3} * \text{reactancias\_en\_ohms}} \quad (3.14)$$

La potencia simétrica de cortocircuito en KVA se obtiene de manera semejante:

$$\text{Potencia}_{cortocircuito} (KVA) = \frac{100}{X_{\%}} KVA_{base} \quad (3.15)$$

$$\text{Potencia}_{cortocircuito} (KVA) = \frac{KVA_{base}}{X_{por\_unidad}} \quad (3.16)$$

$$\text{Potencia}_{cortocircuito} (KVA) = \frac{3(\text{voltaje\_entre\_líneas\_y\_neutro})^2}{1000 * \text{reactancias\_en\_ohms}} \quad (3.17)$$

La fórmula que se escoja dependerá de la manera en que se haya elegido el diagrama de reactancias o impedancias, así como la forma en que se desee obtener el resultado, es decir, si en potencia o en corriente de cortocircuito.

### **3.1.2 El método de las componentes simétricas**

Las componentes simétricas aportan una herramienta de gran potencia para determinar analíticamente el funcionamiento de ciertos tipos de circuitos eléctricos desbalanceados en que se incluye determinado tipo de máquinas eléctricas rotatorias. Este método es particularmente empleado al analizar el comportamiento y la influencia de las máquinas eléctricas polifásicas en circuitos eléctricos desbalanceados, en los cuales cualquier otro análisis que no fuera componentes simétricas o el empleo de una red modelo no podría realizarlo en forma adecuada, además de las dificultades que se presentarías para resolver los problemas y el enorme trabajo que esto significaría.

Este es un método matemático en su totalidad y por eso presentaría enormes dificultades el empleo de otro método como el análisis de circuitos o algún otro.

También se emplea este método en análisis de transformadores polifásicos y en cualquier caso en que el análisis de circuitos se vuelva complicado.

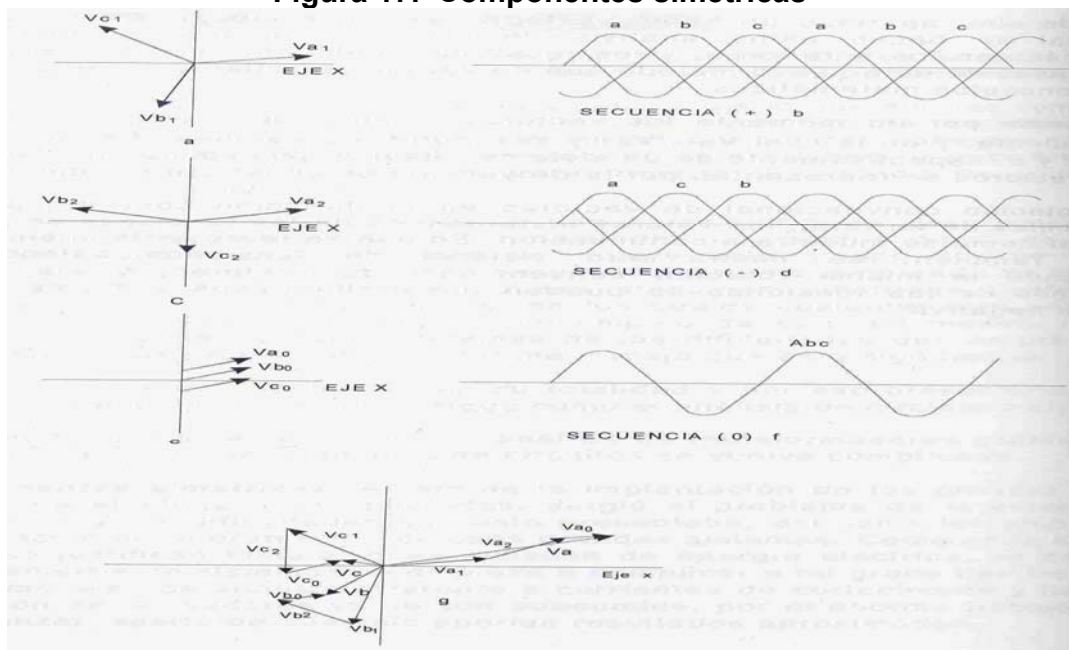
A raíz de la implantación de los grandes sistemas de energía eléctrica interconectados, surgió el problema de la estabilidad de los mismos y las dificultades que esto presentaba, así como los problemas de coordinación de la protección de esos grandes sistemas. Como en la actualidad ya no se justifican instalaciones aisladas de energía eléctrica, se comprende que el análisis de sistemas se empieza a complicar a tal grado que los métodos convencionales de análisis referente a corrientes de cortocircuito y tiempos de

operación de relevadores ya no son adecuados, por el enorme trabajo que hay que realizar, aparte de que sólo aportan resultados aproximados.

Consideremos por un momento los vectores balanceados como se ven en la figura siguiente, y en la cual  $V_{a1}$ ,  $V_{b1}$  y  $V_{c1}$ , son las tensiones al neutro de las fases a, b y c respectivamente de un sistema trifásico. Los valores instantáneos de esos vectores se representan por la proyección de ellos sobre el eje X.

Con la rotación convencional de vectores en la dirección contraria a la de las manecillas de un reloj, los valores instantáneos de las tensiones se pueden desarrollar como se muestra a continuación. En ella se representa la secuencia positiva. También, se ilustra otro sistema de tensiones balanceadas, considerando la misma rotación convencional de vectores, y los valores instantáneos de las tensiones se pueden desarrollar; esos vectores son de secuencia negativa.

**Figura 17. Componentes simétricas**



Fuente: Gilberto Enríquez H. **Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión**

Finalmente, consideremos otro tipo de vectores balanceados, tal como se ve en la figura anterior, los cuales están en fase. El valor máximo de ellos es el mismo y se les llama vectores de secuencia cero.

Estas tensiones pueden existir en sistemas separados o en sistemas simultáneos. En este último caso cada fase puede tener sus tres vectores de secuencia diferente, como se ve en la figura, en la que el vector  $V_a$ , desbalanceado, se compone de los voltajes  $V_{a1}$ ,  $V_{a2}$  y  $V_{a3}$ . Y lo mismo sucede en las otras fases.

Se puede ver, por tanto, que la presencia simultánea de tres series de tensiones balanceadas del tipo descrito, resultan en una serie de voltajes desbalanceados. Las corrientes pueden ser analizadas en la misma forma.

Un propósito del método de componentes simétricas es mostrar en qué forma las tres tensiones desbalanceadas pueden formarse en una forma analítica de las tres secuencias fundamentales.

Otra propiedad es mostrar cómo cualquiera de las tres tensiones desbalanceadas pueden a su vez descomponerse en tres series de tres componentes balanceadas o simétricas. La solución se reduce debido a la descomposición de tres vectores en nueve vectores. Cada uno de los vectores balanceados puede ser tratado como un problema polifásico balanceado. En circuitos simétricos, las corrientes y tensiones de diferentes secuencias no reaccionan una sobre otra, es decir, corrientes de una secuencia sólo producen tensiones de una secuencia.

Descomponer un sistema balanceado en sistemas de los descritos anteriormente, tiene la ventaja de crear un mejor criterio en el control de ciertos factores de fenómenos. Por ejemplo, el factor desmagnetizante de la corriente de armadura de una máquina síncrona se mide por la componente de secuencia positiva de corriente, de modo tal que ésta es la componente de corriente que determina los requisitos de excitación, el funcionamiento de los devanados amortiguadores como el calentamiento, y por eso se estudian con

componentes de secuencia negativa. Los relevadores de tierra y los fenómenos de tierra en general están muy asociados con las componentes de secuencia cero. Las cantidades de potencia se pueden descomponer en componentes asociadas con diferentes secuencias. De aquí que estos y muchos otros problemas se puedan resolver con las componentes de secuencia. Aunque las consideraciones anteriores se refieren a sistemas trifásicos, las bases fundamentales se aplican a sistemas de cualquier número de fases.

La generalidad de los aparatos usados en la práctica, tales como generadores, condensadores, motores de inducción, cables y líneas de transmisión, son del tipo simétrico. De hecho, se toman precauciones especiales para garantizar las condiciones de simetría de los mismo; de lo contrario, hay el peligro de tener condiciones indeseables de operación, como interferencias telefónicas, pérdidas extras y algunas otras.

El conocimiento del método de componentes simétricas es esencial para la comprensión adecuada de problemas en que intervienen condiciones de desequilibrio o de desbalanceo y, por lo mismo, se hace necesario para el diseño de sistemas de potencia, en lo referente a cálculo de interruptores de potencia, relevadores de protección y esfuerzos a la maquinaria eléctrica.

La convección y nomenclatura del flujo de corriente, o sea la diferenciación de corrientes entre líneas en delta o estrella, se hace en forma arbitraria, teniendo como único requisito que la nomenclatura y convección sean consistentes y siempre aplicadas.

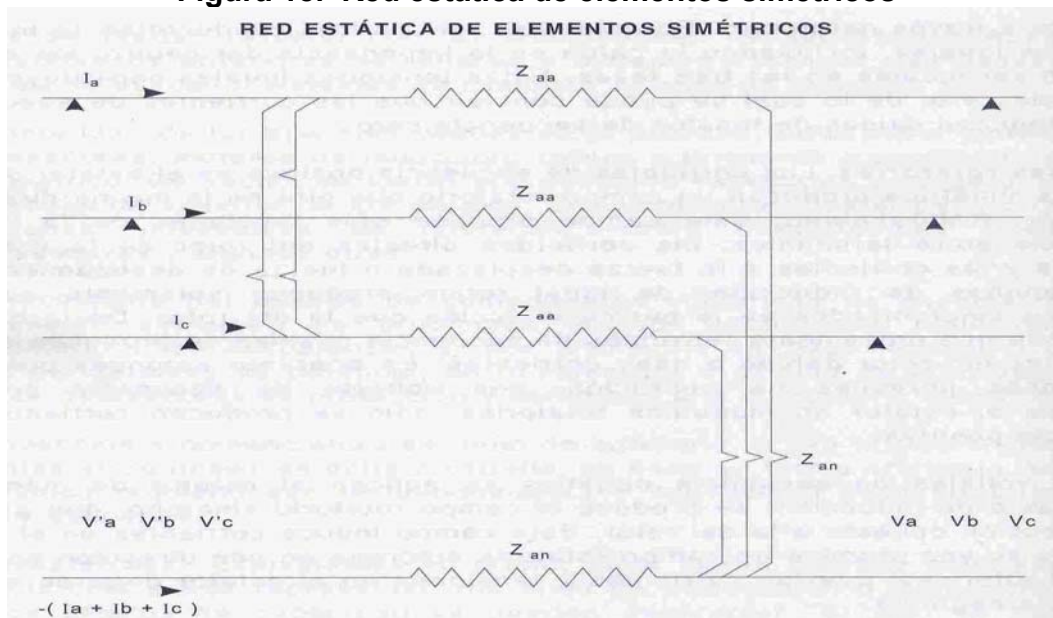
Redes estáticas. Examinemos en primer lugar la red estática mostrada en la figura, la cual puede representar una línea de transmisión o distribución en la cual los efectos de capacidad se pueden despreciar. Si sólo se hace que circulen corrientes de secuencia positiva balanceadas a través de los conductores de línea, se dice que ninguna corriente circula a través del neutro y

ningún voltaje se induce en los conductores de líneas o impedancias, debido al acoplamiento mutuo entre los conductores de línea y circuito neutral y a que los diferentes conductores de línea son iguales, el voltaje total inducido en el circuito neutro es igual a cero.

De otra manera, los voltajes inducidos en cada fase serían iguales, excepto para el desplazamiento fasorial de  $120^\circ$  y  $240^\circ$ .

Las corrientes de secuencia positiva producen solamente caídas de voltaje de secuencia positiva, y lo mismo sucede con las corrientes de otra secuencia. Si sólo fluye la corriente de secuencia cero, circulan corrientes iguales en cada conductor de línea y las corrientes combinadas de los tres conductores de línea regresan a través del neutro. En este caso, en los tres conductores se inducen tensiones iguales, incluyendo la caída en la impedancia del neutro; las caídas deberán ser iguales en las tres fases. Estas tensiones iguales constituyen una secuencia cero, de lo cual se puede concluir que las corrientes de secuencia cero, producen caídas de tensión de secuencia cero.

**Figura 18. Red estática de elementos simétricos**



Fuente: Gilberto Enríquez H. **Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión**

Máquinas rotatorias. Las corrientes de secuencia positiva en el estator de una máquina simétrica producen un campo rotatorio que gira en la misma dirección del rotor. Naturalmente, este campo produce sólo tensiones de la misma secuencia entre terminales; las corrientes directas del rotor de la máquina síncrona y las corrientes a la fuerza desplazada o fuerza de deslizamiento en las máquinas de inducción, de igual forma producen solamente campos rotatorios sincronizados en la misma dirección que la del rotor. De lo que se desprende que únicamente tensiones de secuencia positiva se producen en las terminales del rotor debido a esas corrientes. Es aparente entonces que bajo condiciones normales de operación, con voltajes de secuencia positiva aplicados al estator en máquinas rotatorias, sólo se producen corrientes de secuencia positiva.

Si sólo voltajes de secuencia negativa se aplican al estator de máquinas síncronas o de inducción, se produce el campo rotatorio síncrono, que gira en una dirección opuesta a la del rotor. Este campo induce corrientes en el rotor, el cual a su vez produce un campo rotatorio síncrono en una dirección opuesta a la del rotor. Así que las corrientes y tensiones en el estator deberán ser de secuencia negativa.

Debido al desplazamiento especial de  $120^\circ$  de los devanados, las corrientes de secuencia cero, las cuales están en fase una a otra en las tres fases, no producen flujo en el entrehierro.

De aquí que esas corrientes puedan producir solamente caídas de tensión de secuencia cero. Este análisis indica que en máquinas devanadas simétricamente, las corrientes en las diferentes secuencias no reaccionarán una sobre la otra.

Impedancias de secuencia. Se ha demostrado que en redes simétricas las componentes de corrientes en las diferentes secuencias no reaccionan una

sobre la otra. Cuando la tensión de una secuencia dada se aplica a una pieza o aparato, circula una pequeña corriente bien definida de la misma secuencia.

Los aparatos se pueden caracterizar como poseedores de una impedancia definida de esta secuencia; nombres especiales se han dado a esta impedancia, a saber: impedancia de secuencia positiva, impedancia de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero.

Las impedancias de redes estáticas simétricas son las mismas para las secuencias positivas y negativas, pero pueden ser diferentes para las tres secuencias. Para máquinas rotatorias, las impedancias deberán ser en general diferentes para las tres secuencias.

Análisis: Se parte de tres ecuaciones fundamentales para el análisis; tales ecuaciones se obtienen de las componentes de secuencia y su combinación para formar un sistema desbalanceado que puede estudiarse al contrario, basándose en la propiedad para los vectores que dice que un vector puede descomponerse en sus componentes. Para nuestro caso, tenemos:

**Figura 19. Diagrama de componentes simétricas**



Fuente: Gilberto Enríquez H. **Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión**

Del diagrama vectorial se tiene:

$$\begin{aligned}
 V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\
 V_b &= V_{b1} + V_{b2} + V_{b0} \\
 V_c &= V_{c1} + V_{c2} + V_{c0}
 \end{aligned}
 \tag{3.18}$$



De los diagramas vectoriales para las componentes, se puede observar que para la secuencia positiva:

$$V_{b1} = V_{a1} \angle -120 \Rightarrow V_{c1} = V_{a1} \angle 120 \quad (3.19)$$

Similarmente, para la secuencia negativa:

$$V_{b2} = V_{a2} \angle 120 \Rightarrow V_{c2} = V_{a2} \angle -120 \quad (3.20)$$

Por simplificación, se ha convenido en introducir un símbolo  $a$ , el cual se define al rotar una cantidad en el plano complejo, como sigue:

$$a = 1 \angle 120 \Rightarrow a^2 = 1 \angle 240 \quad (3.21)$$

Empleando esta notación, las ecuaciones (3.19) y (3.20) quedan:

$$V_{b1} = a^2 V_{a1} \Rightarrow V_{c1} = a V_{a1} \quad (3.22)$$

$$V_{b2} = a V_{a2} \Rightarrow V_{c2} = a^2 V_{a2} \quad (3.23)$$

Substituyendo las ecuaciones (3.22) y (3.23) en el sistema (1) se tiene:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{b0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{c0} \end{aligned} \quad (3.24)$$

Pero  $V_{a0} = V_{b0} = V_{c0}$ ; esta igualdad se puede designar por  $V_{a0}$  y entonces el sistema (3.24) queda:

$$\begin{aligned} V_a &= V_{a1} + V_{a2} + V_{a0} \\ V_b &= a^2 V_{a1} + a V_{a2} + V_{a0} \\ V_c &= a V_{a1} + a^2 V_{a2} + V_{a0} \end{aligned} \quad (3.25)$$

De la ecuación (3.21), para la definición de la cantidad  $a$  se puede observar que:

$$\begin{aligned} 1 + a + a^2 &= 1 + 1 \angle 120 + 1 \angle 240 \\ &= 1 + \cos(120) + j \sin(120) + \cos(240) + j \sin(240) \\ &= 1 - 1/2 + j\sqrt{3}/2 - 1/2 - j\sqrt{3}/2 \\ 1 + a + a^2 &= 0 \end{aligned} \quad (3.26)$$

Sumando las ecuaciones (3.25),

$$Va + Vb + Vc = (1 + a^2 + a)Va1 + (1 + a + a^2)Va2 + 3Va0$$

Pero de (3.26);  $1 + a + a^2 = 0$ ; entonces:

$$Va + Vb + Vc = 3Va0$$

Por tanto, la componente de secuencia cero es:

$$Va0 = 1/3(Va + Vb + Vc) \quad (3.27)$$

Para obtener la componente de secuencia positiva se hace un artificio que consiste en multiplicar la segunda ecuación del sistema (3.25) por  $a$  y la tercera ecuación por  $a^2$ , y aparecen operadores  $a^3$  y  $a^4$ , cuyo valor es:

$$a = 1 \angle 120 = \cos(120) + j \sin(120) = \cos(2\pi/3) + j \sin(2\pi/3)$$

$$= e^{j2\pi/3} \Rightarrow a^2 = e^{j4\pi/3}$$

$$a^3 = 1$$

$$a^4 = a$$

El sistema (3.25) queda:

$$Va = Va1 + Va2 + Va0$$

$$aVb = Va1 + a^2Va2 + aVa0 \quad (3.28)$$

$$a^2Vc = Va1 + aVa2 + a^2Va0$$

Sumando las ecuaciones (3.28),

$$Va + aVb + a^2Vc = 3Va1 + (1 + a^2 + a)Va2 + (1 + a + a^2)Va0$$

$$3Va1 = Va + aVb + a^2Vc \quad (3.27)$$

$$Va1 = 1/3(Va + aVb + a^2Vc)$$

Para obtener la componente de secuencia negativa se hace nuevamente el artificio matemático. Sólo que ahora la segunda ecuación del sistema (3.25) se multiplica por  $a^2$  y la tercera ecuación por  $a$ , entonces:

$$Va = Va1 + Va2 + Va0$$

$$a^2Vb = aVa1 + Va2 + a^2Va0 \quad (3.30)$$

$$aVc = a^2Va1 + Va2 + aVa0$$

Sumando las ecuaciones (3.30),

$$\begin{aligned}
 Va + a^2Vb + aVc &= (1 + a + a^2)Va1 + 3Va2 + (1 + a^2 + a)Va0 \\
 3Va2 &= Va + a^2Vb + aVc \\
 Va2 &= (Va + a^2Vb + aVc)/3
 \end{aligned}
 \tag{3.31}$$

Las expresiones (3.27), (3.29) y (3.31) que nos permite conocer las componentes de secuencia cero, secuencia positiva y secuencia negativa, se pueden obtener empleando la notación matricial, en efecto:

$$\begin{aligned}
 Va &= Va0 + Va1 + Va2 \\
 Vb &= Va0 + a^2Va1 + aVa2 \\
 Vc &= Va0 + aVa1 + a^2Va2
 \end{aligned}
 \tag{3.32}$$

La ecuación (3.32) en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix}$$

Sea:

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = [A]^{-1} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix}$$

Donde  $[A]^{-1}$  es la matriz inversa de  $[A]$

$$[A]^{-1} = \frac{1}{\det A} [A]^* /$$

$$\det A = 3(a - a^2)$$

$$[A]^* I = \begin{bmatrix} a - a^2 & a - a^2 & a - a^2 \\ a - a^2 & a^2 - 1 & 1 - a \\ a - a^2 & 1 - a & a^2 - 1 \end{bmatrix}$$

$$[A]^{-1} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Por tanto:

$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Va \\ Vb \\ Vc \end{bmatrix} \quad (3.33)$$

y entonces:

$$Va0 = 1/3(Va + Vb + Vc)$$

$$Va1 = 1/3(Va + aVb + a^2Vc)$$

$$Va2 = 1/3(Va + a^2Vb + aVc)$$

Si se toman vectores corriente en lugar de vectores voltaje, haciendo un desarrollo análogo se tiene:

$$Ia = Ia1 + Ia2 + Ia0 = Ia0 + Ia1 + Ia2$$

$$Ib = Ib1 + Ib2 + Ib0 = Ia0 + a^2Ia1 + aIa2$$

$$Ic = Ic1 + Ic2 + Ic0 = Ia0 + aIa1 + a^2Ia2$$

En forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} \quad (3.34)$$

$$Ia0 = 1/3(Ia + Ib + Ic) \quad (3.35)$$

$$Ia1 = 1/3(Ia + alb + a^2Ic) \quad (3.36)$$

$$Ia2 = 1/3(Ia + a^2Ib + aIc) \quad (3.37)$$

O en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} \quad (3.38)$$

Impedancias asimétricas en serie. Este estudio se refiere a sistemas normales balanceados, pero que se desequilibran al producirse una falla asimétrica. Consideremos un circuito trifásico con impedancia en serie diferente,  $Z_a$ ,  $Z_b$ ,  $Z_c$ . Si consideramos que no hay acoplamiento mutuo (las impedancias mutuas valen cero).

La caída de tensión está dada por:

$$\begin{aligned} Vaa' &= Za * Ia \\ Vbb' &= Zb * Ib \\ Vcc' &= Zc * Ic \end{aligned} \quad (3.39)$$

O en forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Vaa' \\ Vbb' \\ Vcc' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Za & 0 & 0 \\ 0 & Zb & 0 \\ 0 & 0 & Zc \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} \quad (3.40)$$

Si escribimos la ecuación (3.40) en función de sus componentes simétricas:

$$\begin{bmatrix} Vaa' \\ Vbb' \\ Vcc' \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Vaa'0 \\ Vaa'1 \\ Vaa'2 \end{bmatrix} \quad (3.41)$$

O bien:

$$\begin{aligned} Vaa' &= Vaa'0 + Vaa'1 + Vaa'2 \\ Vbb' &= Vaa'0 + aVaa'1 + a^2Vaa'2 \\ Vcc' &= Vaa'0 + a^2Vaa'1 + aVaa'2 \end{aligned} \quad (3.42)$$

$$\begin{bmatrix} Ia \\ Ib \\ Ic \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} \quad (3.43)$$

Entonces, la ecuación (3.40) queda:

$$[A] \begin{bmatrix} Vaa'0 \\ Vbb'1 \\ Vcc'2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Za & 0 & 0 \\ 0 & Zb & 0 \\ 0 & 0 & Zc \end{bmatrix} [A] \begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} \quad (3.44)$$

$$[A] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix}$$

Si multiplicamos los dos miembros de la ecuación (3.44) por la matriz inversa de A:

$$[A]^{-1} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix}$$

Se tiene:

$$[A]^{-1}[A] \begin{bmatrix} V_{aa}^0 \\ V_{bb}^1 \\ V_{cc}^2 \end{bmatrix} = [A]^{-1} \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix} [A] \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} V_{aa}^0 \\ V_{bb}^1 \\ V_{cc}^2 \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} V_{aa}^0 \\ V_{bb}^1 \\ V_{cc}^2 \end{bmatrix} = 1/3 \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Z_a & 0 & 0 \\ 0 & Z_b & 0 \\ 0 & 0 & Z_c \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & a & a^2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_{a0} \\ I_{a1} \\ I_{a2} \end{bmatrix}$$

Efectuando las multiplicaciones se obtiene:

$$V_{aa}^0 = 1/3(I_{a1}(Z_a + a^2 Z_b + a Z_c) + I_{a2}(Z_a + a Z_b + a^2 Z_c) + I_{a0}(Z_a + Z_b + Z_c)) \quad (3.45)$$

$$V_{aa}^1 = 1/3(I_{a1}(Z_a + Z_b + Z_c) + I_{a2}(Z_a + a^2 Z_b + a Z_c) + I_{a0}(Z_a + a Z_b + a^2 Z_c)) \quad (3.46)$$

$$V_{aa}^2 = 1/3(I_{a2}(Z_a + Z_b + Z_c) + I_{a1}(Z_a + a Z_b + a^2 Z_c) + I_{a0}(Z_a + a^2 Z_b + a Z_c)) \quad (3.47)$$

Si las impedancias son iguales, las ecuaciones (3.45), (3.46), (3.47) quedan:

$$\begin{aligned} V_{aa}^0 &= I_{a1} Z_a \\ V_{aa}^1 &= I_{a2} Z_a \\ V_{aa}^2 &= I_{a0} Z_a \end{aligned} \quad (3.48)$$

Por tanto, las impedancias son iguales, las componentes simétricas de corriente que circulan por una carga y balanceada originan caídas de voltaje de igual secuencia, siempre y cuando no exista acoplamiento entre fases.

Si las impedancias son diferentes, entonces las ecuaciones (3.45), (3.46) y (3.47) nos dicen que la caída de voltaje en cualquier secuencia está en función de las corrientes de las tres secuencias.

Impedancias de secuencia y redes de secuencia. Cuando por un circuito circulan corrientes de secuencia positiva, la impedancia del circuito se denomina impedancia a la corriente de secuencia positiva. En forma análoga, si sólo existen corrientes de secuencia negativa, la impedancia recibe el nombre de impedancia a la corriente de secuencia negativa; y para las corrientes de secuencia cero, impedancia a la corriente de secuencia cero. En general, las designaciones anteriores se pueden abreviar y las impedancias se conocen comúnmente como: impedancias de secuencia positiva, impedancias de secuencia negativa e impedancia de secuencia cero.

El análisis de un fallo simétrico en un sistema simétrico consiste básicamente en la determinación de las componentes simétricas de las corrientes desbalanceadas que circulan, y como hemos estudiado anteriormente que las componentes para cada secuencia originan caídas de voltaje de la misma secuencia y son independientes de las corrientes de otra secuencia, en un sistema balanceado las corrientes de cualquier secuencia se considera que circulan en una red independiente formada solamente por las impedancias a la corriente de tal secuencia.

El circuito monofásico equivalente, que está formado por una o varias impedancias a la corriente de una secuencia cualquiera, recibe el nombre de red de secuencia.

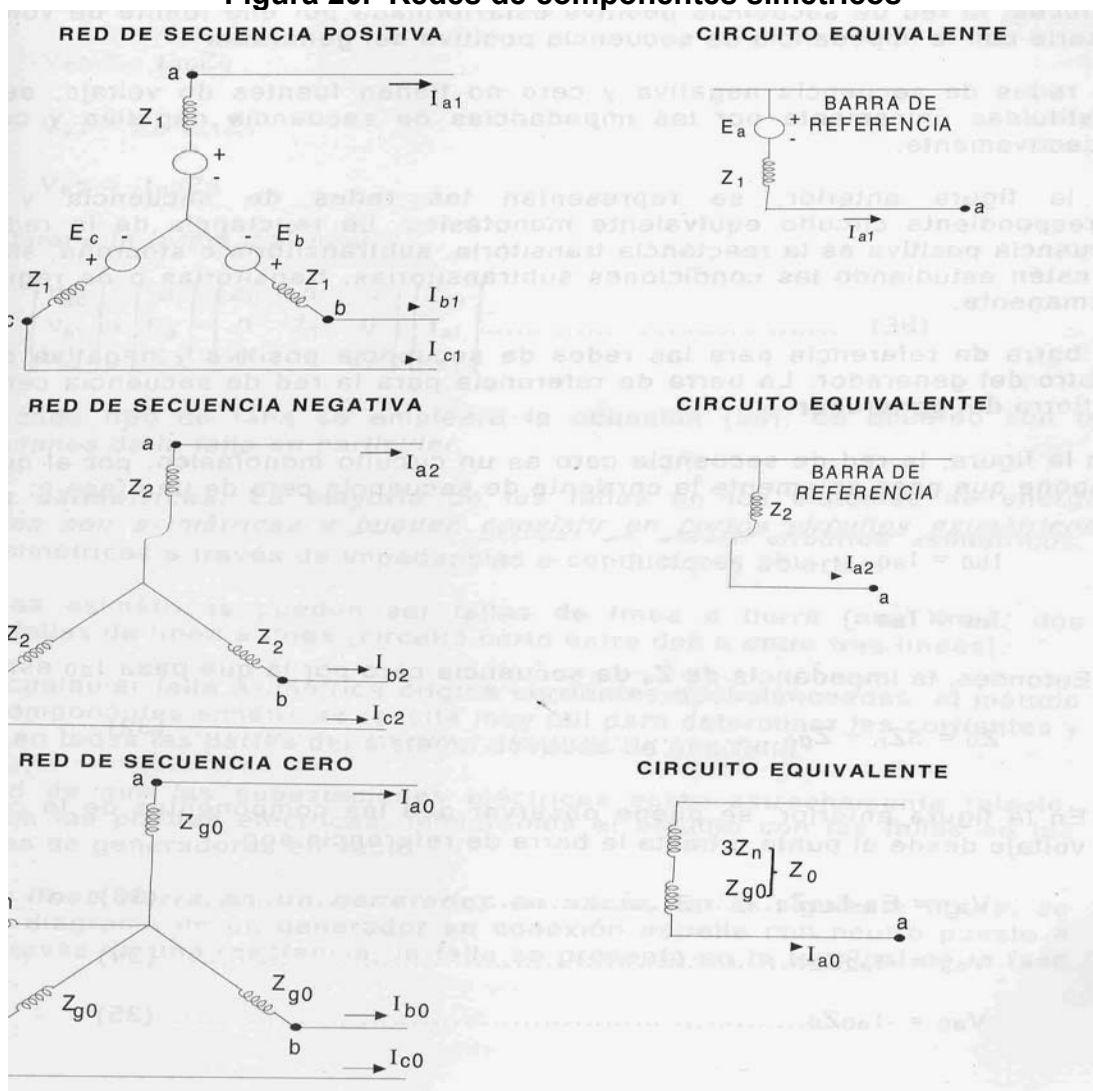
De acuerdo con las condiciones del fallo, se interconectarán entre sí las redes de secuencia por las que circulan las corrientes  $I_{a1}$ ,  $I_{a2}$ ,  $I_{a0}$ .



Redes de secuencia de generadores en vacío. En la solución de los problemas es muy importante dibujar las redes de secuencia, lo cual es muy sencillo siguiendo ciertas normas.

Los generadores son proyectados por suministrar voltajes trifásicos balanceados; por tal razón, los voltajes generados son sólo de secuencia positiva.

**Figura 20. Redes de componentes simétricos**



Fuente: Gilberto Enríquez H. **Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión**

Entonces, la red de secuencia positiva está formada por una fuente de voltaje en serie con la impedancia de secuencia positiva del generador.

Las redes de secuencia negativa y cero no tienen fuentes de voltaje, están constituidas únicamente por las impedancias de secuencia negativa y cero, respectivamente.

En la figura anterior, se representan las redes de secuencia y su correspondiente circuito equivalente monofásico. La reactancia de la red de secuencia positiva es la reactancia transitoria, subtransitoria o sincrónica, según se estén estudiando las condiciones subtransitorias, transitorias o de régimen permanente.

La barra de referencia para las redes de secuencia positiva y negativa es el neutro del generador. La barra de referencia para la red de secuencia cero es la tierra del generador.

En la figura, la red de secuencia cero es un circuito monofásico, por el que se supone que pasa solamente la corriente de secuencia cero de una fase y:

$$I_{b0} = I_{a0}$$

$$I_{c0} = I_{a0}$$

Entonces, la impedancia de  $Z_0$  de secuencia cero por la que pasa  $I_{a0}$  es:

$$Z_0 = 3Z_n + Z_{g0} \quad (3.49)$$

En la figura anterior, se puede observar que las componentes de la caída de voltaje desde el punto a hasta la barra de referencia son:

$$V_{a0} = -I_{a0} * Z_0 \quad (3.50)$$

$$V_{a1} = E_a - I_{a1} * Z_1 \quad (3.51)$$

$$V_{a2} = -I_{a2} * Z_2 \quad (3.52)$$

Se obtiene la forma matricial:

$$\begin{bmatrix} Va0 \\ Va1 \\ Va2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0 \\ Ea \\ 0 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} Z0 & 0 & 0 \\ 0 & Z1 & 0 \\ 0 & 0 & Z2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} Ia0 \\ Ia1 \\ Ia2 \end{bmatrix} \quad (3.53)$$

Para cada tipo de falla se empleará la ecuación (3.53), de acuerdo con las condiciones de la falla en particular.



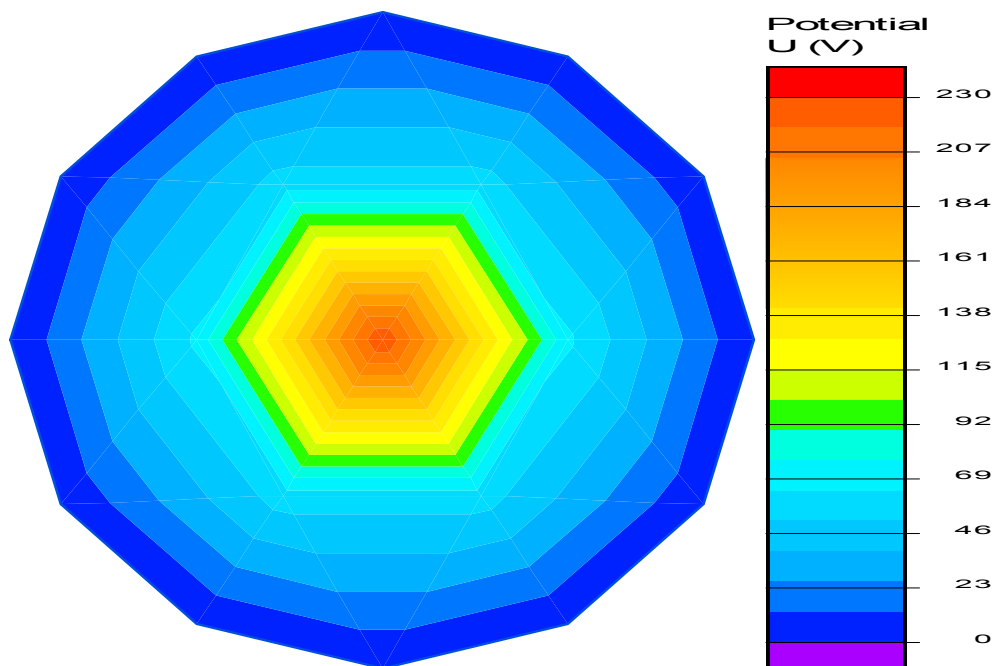
#### 4. COMPORTAMIENTO DE LOS MODELOS DE PUESTA A TIERRA BAJO DESCARGA ELECTROATMOSFÉRICA

Antes de iniciar el análisis recordemos que los sistemas de puesta a tierra tienen que aislar a los conductores pero que este fin se debe de lograr de una manera económicamente factible.

Recordemos que un sistema de puesta a tierra para que sea considerado seguro debe de cumplir con un voltaje de paso y un voltaje de contacto; con la ayuda de QuickField (versión estudiante) un programa que analiza campos eléctricos simularemos los niveles de potencial de una varilla enterrada y de una malla con sus respectivas varillas para poder compararlas.

Analizaremos el comportamiento de una varilla enterrada en forma vertical.

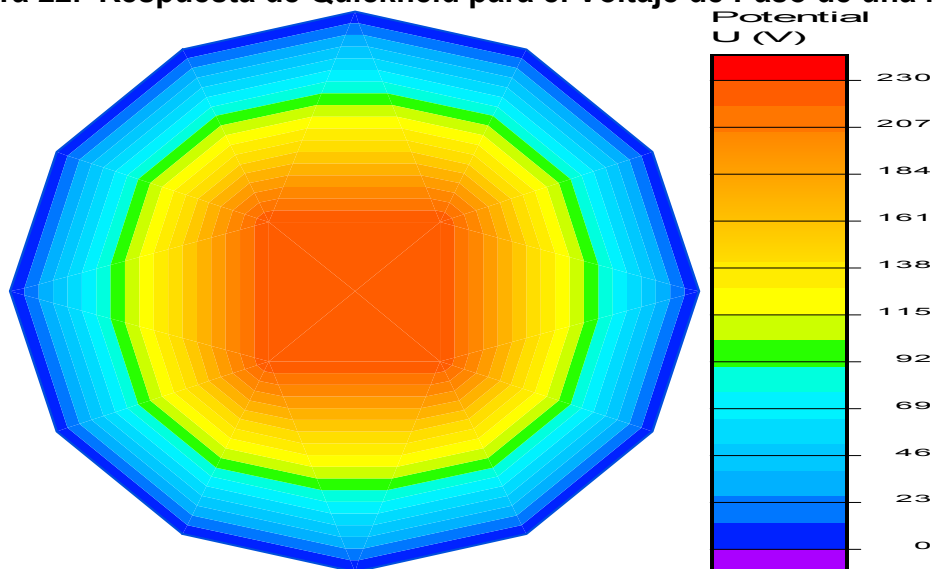
**Figura 21. Respuesta de Quickfield para el Voltaje de Paso de una Varilla**



Como se puede observar el gradiente de potencial que se da en la región no sería adecuado, ya que si uno analiza el valor del potencial varia demasiado en espacios muy pequeños.

Analicemos el comportamiento de varias varillas enterradas de forma vertical.

**Figura 22. Respuesta de Quickfield para el Voltaje de Paso de una Malla**

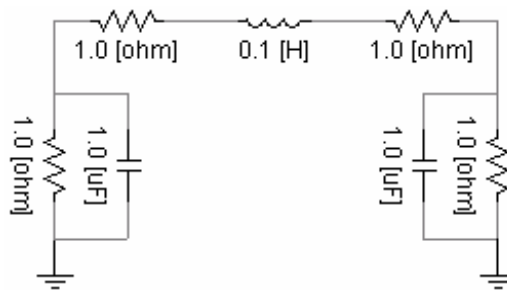


Como se puede observar una buena parte de la región central esta a un potencial dado, pero lo importante es que este potencial no varia por tanto toda esa región es segura en su voltaje de paso, aunque también en ciertos espacios hay cambios significativos en el gradiente de potencial pero siendo estos fuera de la región que se desea proteger, por este motivo el mayor peligro por el voltaje de paso se corre alrededor de la región que se desea proteger.

Ahora presentaremos el comportamiento del voltaje en el sistema de puesta a tierra para poder modelar el sistema utilizaremos el circuito aproximado de

Meliopoulos, el cual calcula los parámetros (R, L, y C) de cada segmento usando una frecuencia independiente y basándose para sus cálculos en las ecuaciones Laplacianas en un medio conductor de la tierra. La parte interesante es que cada segmento de cable aterrizado es reemplazado por una línea de transmisión sin pérdidas con dos resistencias de escape a tierra en los extremos.

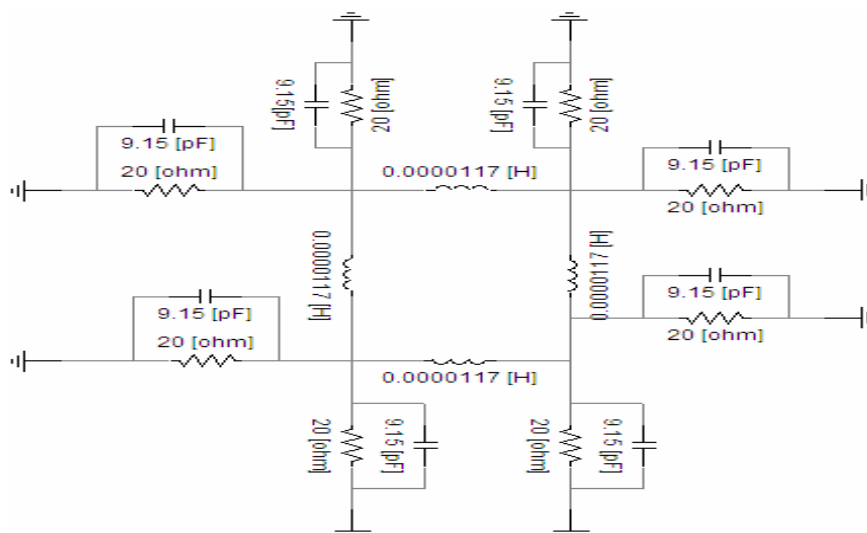
**Figura 23. Circuito equivalente de Meliopoulos**



Fuente: Yqing Liu. **Transient Response of Grounding Systems Caused by Lightning: Modelling and Experiments**

Luego se desarrollo un modelo para una malla partiendo del mismo principio.

**Figura 24. Circuito Equivalente para una Malla**



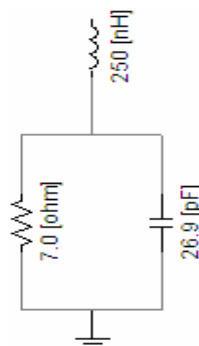
La razón de que el circuito tenga esa forma es que existe una capacitancia entre las varillas adyacentes este valor de capacitancia se obtiene con la ayuda de un programa de elemento finito que analiza campo eléctricos, llamado Quickfield (versión estudiante), se coloca ahí la resistencia ya que es el punto final del circuito y este mantendrá un contacto con el terreno y se considera la inductancia de el mallado obteniéndose esta como la suma de la inductancia interna y la inductancia provocada por el extremo que esta en paralelo por lo tanto solo depende de la geometría y de la permeabilidad del material.

Los valores obtenidos para condiciones normales de temperatura, humedad y presión (condiciones normales 25°C, 1013 mBar y 15g/m<sup>3</sup>) para la malla son R = 20 ohm, C = 9.15 pF y L = 11.7 uH.

El circuito de aproximación se puede mejorar para estudios como este calculando la respuesta de cada segmento debido a la corriente de excitación casi estática de las ecuaciones de Maxwell, así cada segmento y la corriente son dependientes de la frecuencia.

También analizaremos el comportamiento de una varilla vertical y lo compararemos con una malla cuadrada que no tiene mas que los cuatro cables del perímetro; para que por medio de ambos sistemas se escape la corriente de la descarga electroatmosférica. Los valores obtenidos para la varilla son R = 7 ohm, C = 26.9 pF y L = 250 nH.

**Figura 25. Circuito equivalente de una varilla**

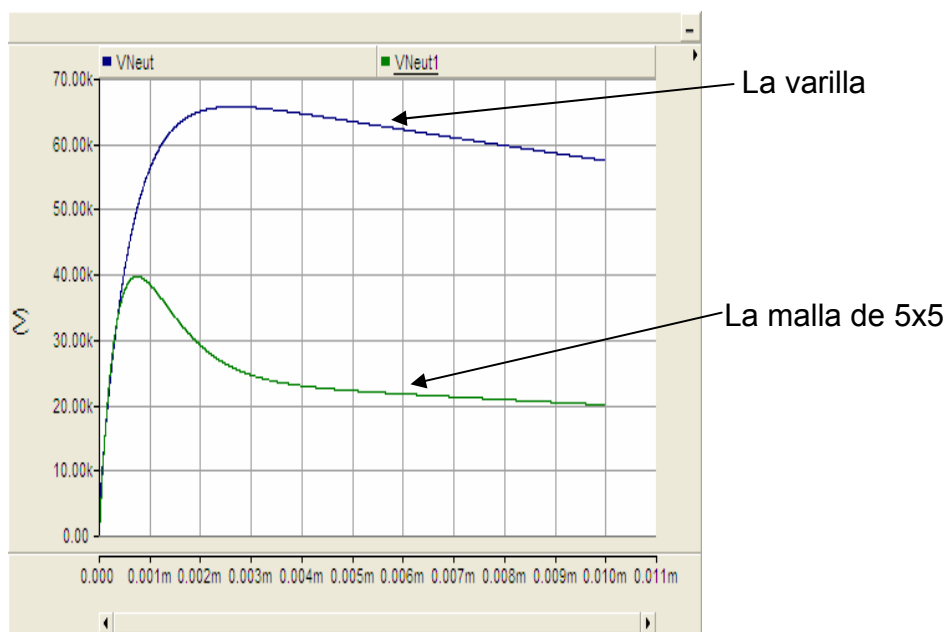


Fuente: Yqing Liu. **Transient Response of Grounding Systems Caused by Lightning: Modelling and Experiments**



Compararemos el comportamiento de una varilla vertical y el de una malla cuadrada, esto lo haremos por medio del programa PSCAD (versión estudiante); inyectándoles una descarga electroatmosférica,  $I = 10000 [ \text{EXP}(-20000 * t) - \text{EXP}(-1666666.6 * t) ]$ , considerando que están enterradas las varillas una distancia de 0.5 m, con una resistividad homogénea de la tierra de 25 ohm-m y una permitividad relativa de 3. Las medidas del mallado es de 5x5 m y la de la varilla es 2.3 m. En base a esto obtuvimos el siguiente comportamiento del voltaje en el punto de inyección del mismo.

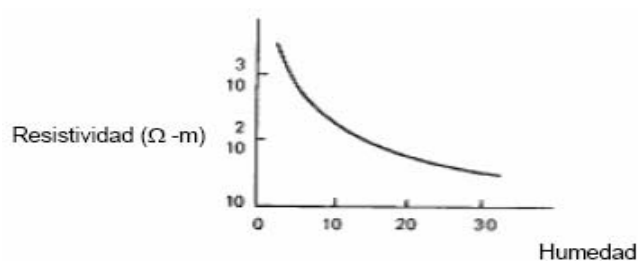
**Figura 26. Respuesta de la Varilla y la Malla en Condiciones Normales**



Como podemos observar la atenuación de la onda en la malla fue mayor que la atenuación en la varilla enterrada verticalmente.

Una característica interesante es el comportamiento del sistema de puesta a tierra con la variación de la humedad ya que como se observa en esta gráfica altera a la resistividad esto según la IEEE 81.

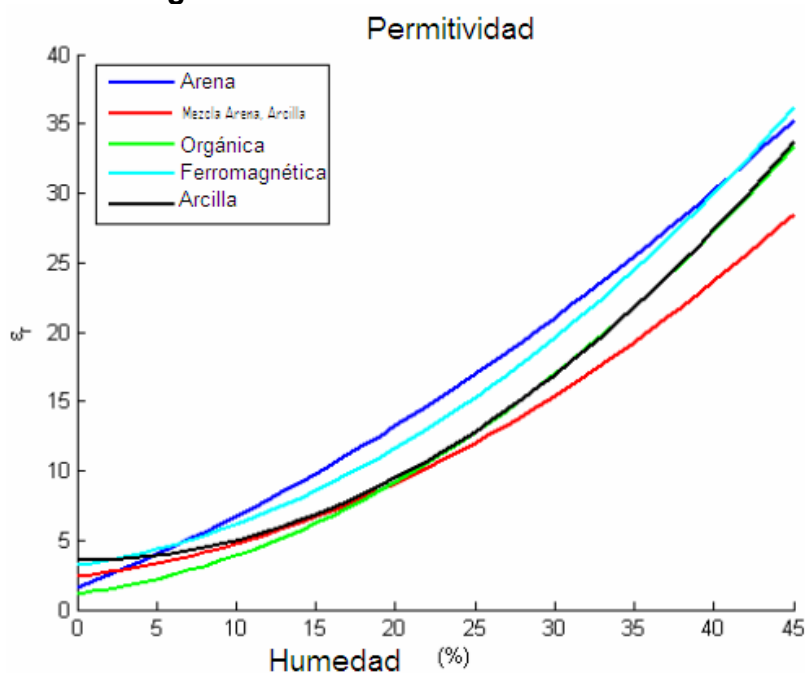
**Figura 27. Humedad vs. Resistividad**



Fuente: Gilberto Enríquez H. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas pp. 462 Según IEEE 81**

También afecta el valor de la permitividad de la tierra como se aprecia.

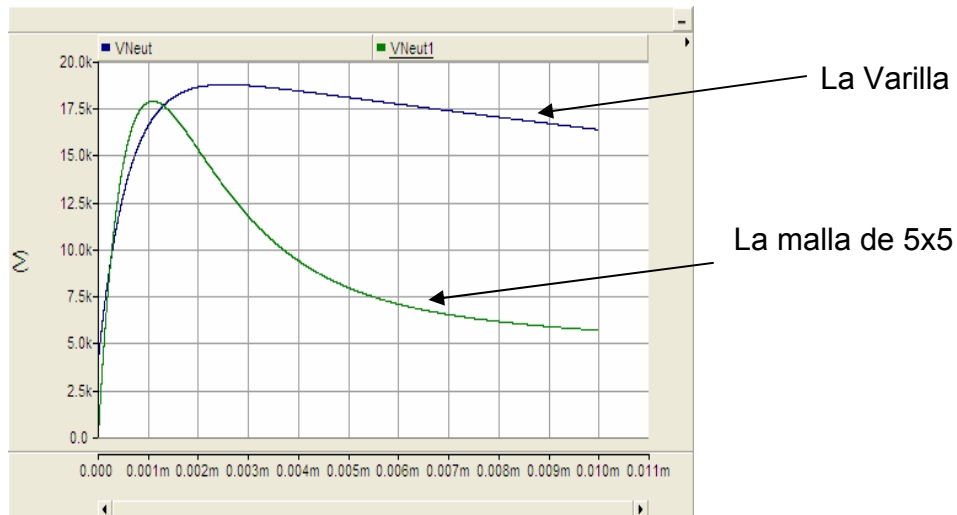
**Figura 28. Humedad vs. Permitividad**



Fuente: Mercé Vall-Ilosera, Miguel Cardona. **L-Band Dielectric Properties of Different Soil Types Collected during the MOUSE 2004 Field Experiment**

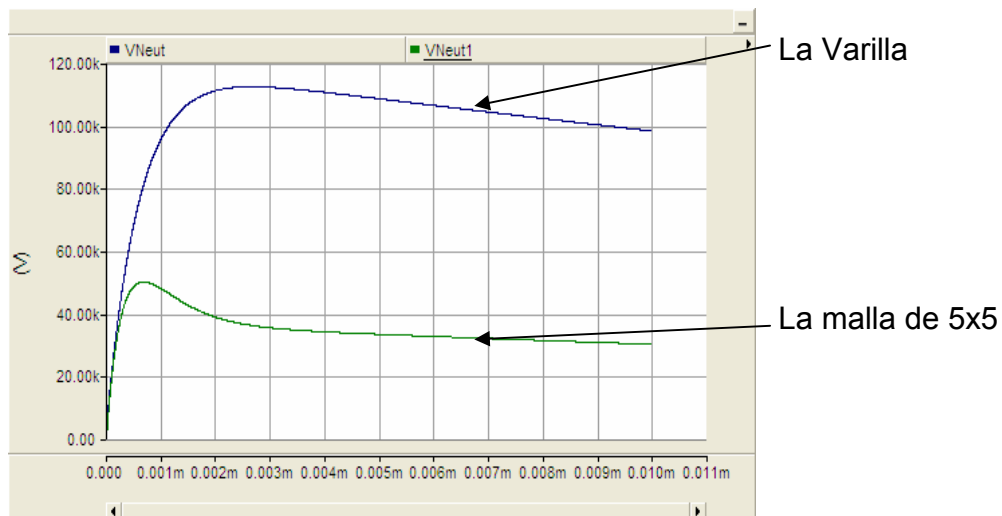
En base a lo anterior analizaremos el comportamiento de la red de tierra con una humedad 35%, y los valores de los parámetros eléctricos para la malla son  $R = 6 \text{ ohm}$ ,  $C = 106 \text{ pF}$  y  $L = 11.7 \text{ uH}$  y para la varilla  $R = 1.5 \text{ ohm}$ ,  $C = 448 \text{ pF}$  y  $L = 250 \text{ nH}$ .

**Figura 29. Respuesta de la Varilla y la Malla con Humedad de 35%**



Como se puede ver en la gráfica, al haber un aumento de la humedad la varilla realiza un trabajo bastante aceptable y se acerca al trabajo realizado por la malla gracias a la humedad pero si ocurre lo contrario y la humedad disminuye hasta 0% entonces tendremos valores para la malla de  $R = 30 \text{ ohm}$   $C = 0.75 \text{ pF}$  y  $L = 11.7 \text{ uH}$  y para la varilla tendremos valores de  $R = 12 \text{ ohm}$   $C = 1\text{pF}$  y  $L = 250 \text{ nH}$ .

**Figura 30. Respuesta de la Varilla y la Malla con Humedad de 0%**



Como se observa la conveniencia de utilizar una malla se hace evidente cuando se trabaja en condiciones extremas ya que en este caso es muy malo el funcionamiento de la varilla y el funcionamiento de la malla fue afectado pero de igual manera es afectado severamente por el cambio en la humedad.

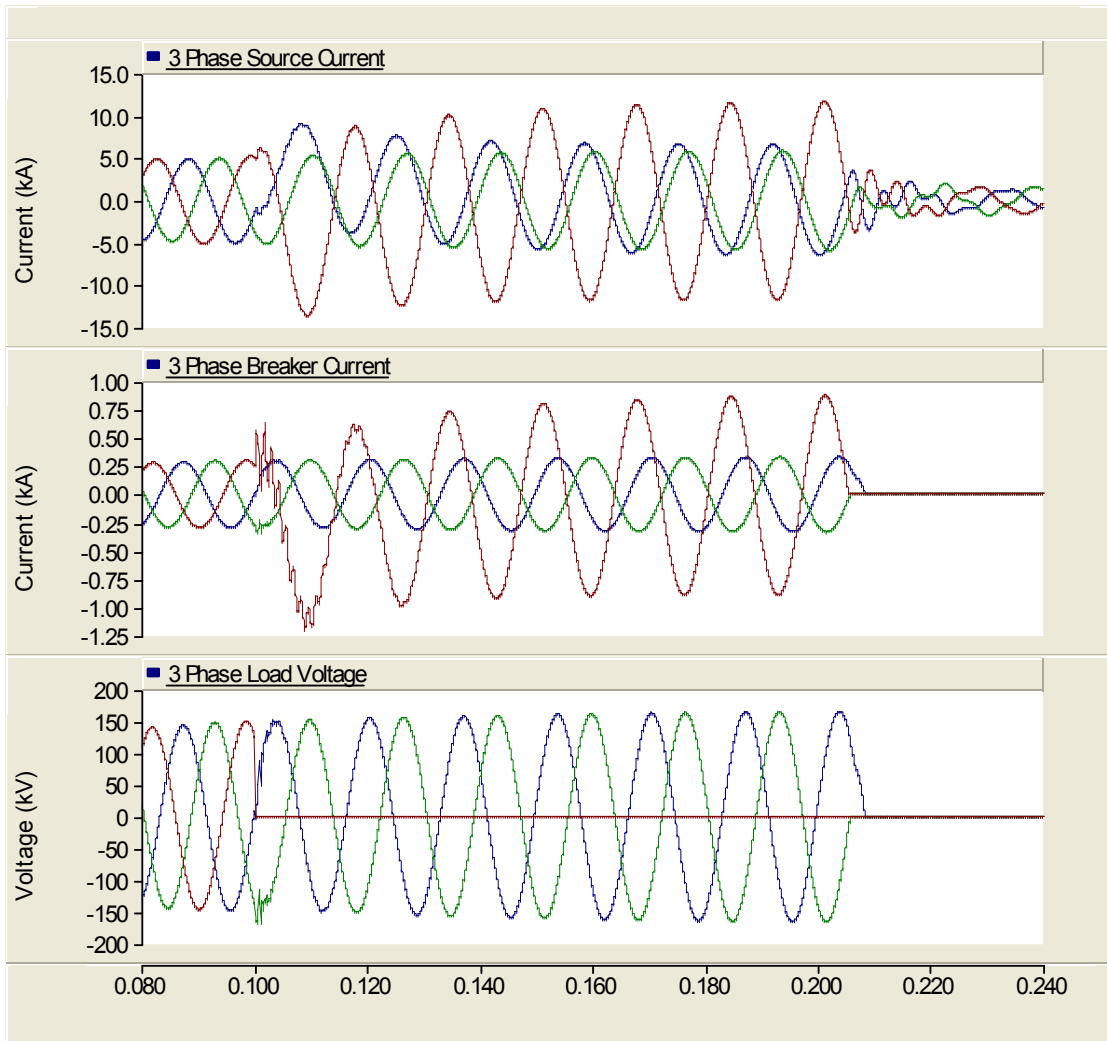
Ahora analizaremos como se comporta un sistema de potencia cuando ocurre una falla y se desbalancean las fases, esto lo haremos también con la ayuda de PSCAD (versión estudiante); simularemos que tenemos una línea trifásica de 230kV y una de las fases se va a tierra luego de seis ciclos actúa un interruptor, los seis ciclos se esperan por el retardo que tienen al momento de actuar, para después seguir con su funcionamiento normal, podremos observar el comportamiento de las corrientes en el interruptor y en la fuente, el voltaje en la carga y también observaremos el valor de la corriente de secuencia cero. Se supone que el sistema de puesta a tierra aislara la corriente de falla hasta que el sistema vuelva a funcionar de una manera adecuada.

**Figura 31. Línea de Transmisión de 230KV con una Falla y un Interruptor**



Como se puede observar en la figura anterior, en el lado primario del transformador se tiene una configuración en delta, en el lado secundario del transformador en estrella y si tenemos una falla monofásica en el lado secundario, se observa un desfase en las corrientes del lado primario.

**Figura 32. Respuesta ante una Falla Monofásica**

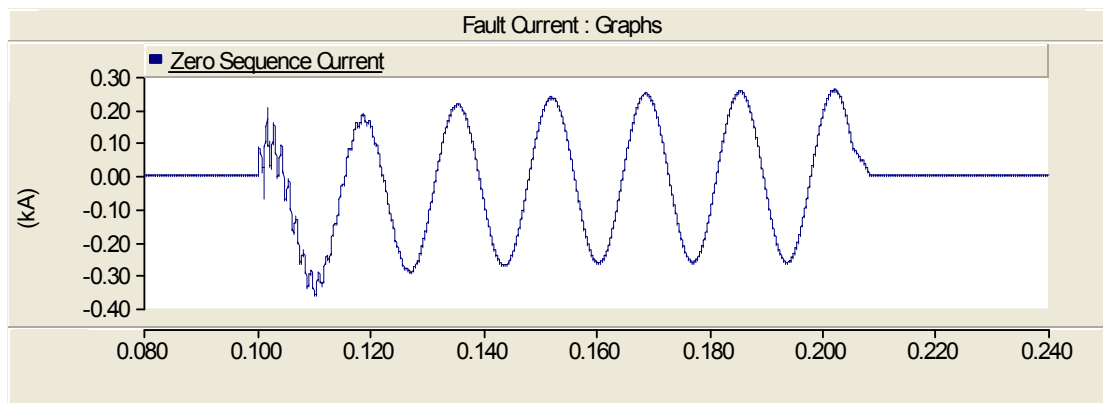


Como se observa en la primera gráfica (3 Phase Source Current) se esboza la corriente en el lado primario y se demuestra que hay dos corrientes prácticamente en fase, esto se da porque el sistema busca balancearse y no tiene conexión a tierra en el primario; mientras que en la segunda gráfica (3 Phase Breaker Current) se esboza la corriente del secundario o del interruptor,

al momento de ocurrir la falla, el sistema busca balancearse y lo consigue drenando la corriente por el aterrizamiento. En la tercera gráfica (3 Phase Load Voltaje) se observa el voltaje en la carga durante la falla y al momento de actuar el interruptor.

Como se puede observar el disparo del interruptor se da luego de haber pasado seis ciclos permaneciendo este desconectado hasta que el sistema se encuentre de nuevo balanceado.

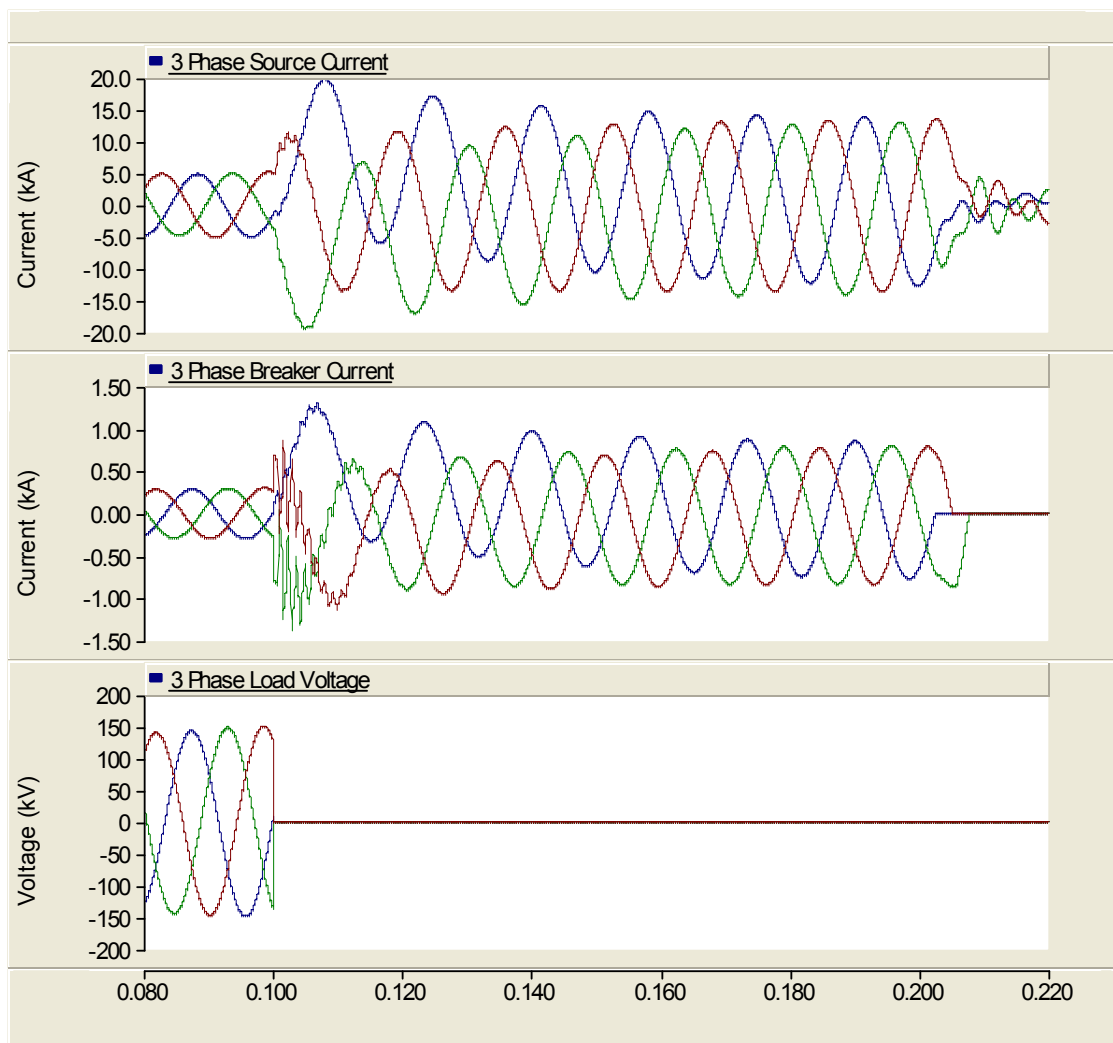
**Figura 33. Respuesta ante una Falla Monofásica de la Iz**



Como se puede observar en la gráfica de corriente de secuencia cero (Zero Sequence Current) siempre que el sistema permaneció balanceado la corriente de secuencia cero permaneció en cero pero cuando se desbalanceó esta cambio de valor, la corriente de secuencia cero se obtiene al sumar el valor de las corrientes de las tres fases instantáneamente (como se puede ver en la ecuación 3.38), por eso siempre que el sistema este desbalanceado y aterrizado el valor de la corriente de secuencia cero será diferente de cero.

Ahora analizaremos una falla trifásica en el mismo sistema que analizamos la falla monofásica. Con los mismos valores de voltaje y la misma carga conectada.

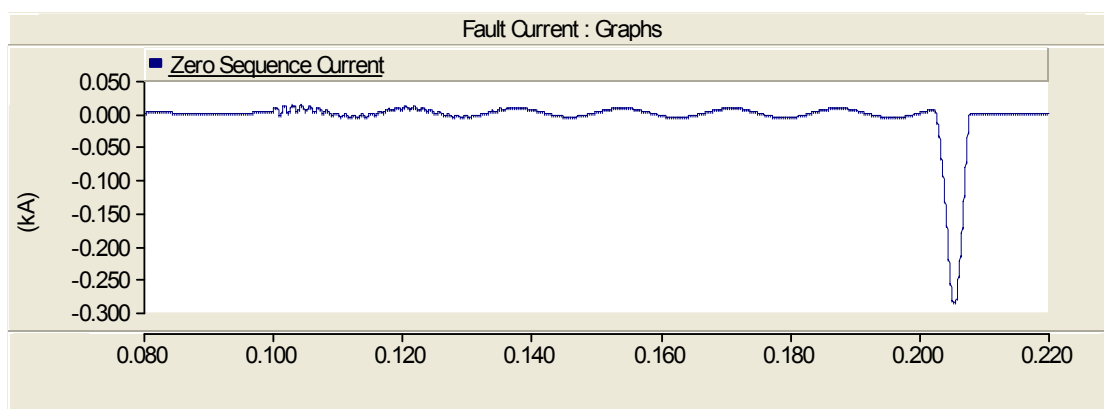
**Figura 34. Respuesta ante una Falla Trifásica**



La primera gráfica (3 Phase Source Current) esboza la corriente en el lado primario y la segunda gráfica (3 Phase Breaker Current) esboza la corriente en el lado secundario o en el interruptor, como se puede observar la mayor

diferencia es que en este caso no tenemos desbalance estacionario pero si perturbaciones en las dos gráficas y además tenemos mayores valores de corriente en el lado secundario en el momento de interrumpir en comparación con la falla monofásica.

**Figura 35. Respuesta ante una Falla Trifásica de la Iz**



En el caso de la gráfica de la corriente de secuencia cero (Zero Sequence Current) para la falla trifásica se demuestra que no hay un desbalance considerable mas que unas pequeñas perturbaciones durante la falla, pero al momento de actuar el interruptor se da un incremento repentino y esto se debe a que el interruptor actúa en cada fase en el instante en que está pasando por su valor cero y esto provoca un desbalance en el sistema.



## **5. MANTENIMIENTO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA**

### **5.1 Introducción**

En el caso de electrodos asociados con redes de alta tensión, ahora se recomienda una excavación selectiva e inspección directa de los electrodos; antes bastaba con verificar la condición del electrodo mediante prueba o ensayo desde la superficie sin embargo, puede manifestarse corrosión en algunos componentes del electrodo o en las uniones, la prueba de impedancia del sistema de tierra no necesariamente detectará esta corrosión y no es suficiente para indicar que el sistema de puesta a tierra está en buenas condiciones.

El mantenimiento de los sistemas de tierra normalmente forma parte del mantenimiento de todo el sistema eléctrico en su conjunto. La calidad y frecuencia del mantenimiento debe ser suficiente para prevenir daño, en la medida que sea practicado razonablemente.

La frecuencia del mantenimiento y la práctica recomendada en cualquier instalación depende del tipo y tamaño de la instalación, su función y su nivel de voltaje.

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

- Inspección a intervalos frecuentes de aquellos componentes que son accesibles o que pueden fácilmente hacerse accesibles.
- Examen, incluyendo una inspección más rigurosa que aquella posible por el primer tipo, incluyendo posiblemente prueba.

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

- Instalaciones con protección contra descarga de rayo. Se recomienda una inspección regular, y debe ser documentada para tener un historial de esta.
- Subestaciones principales de compañías eléctricas. Estas son monitoreadas continuamente por control remoto e inspeccionadas frecuentemente, típicamente seis a ocho veces al año. Obviamente algunos casos de deficiencias en el sistema de tierra, tales como el robo de conductores de cobre expuestos, si no pueden detectarse por el monitoreo continuo, deberían ser descubiertos durante una de estas visitas.

## CONCLUSIONES

1. Los resultados obtenidos en las simulaciones comprueban las ventajas que se obtienen con una malla en comparación con una varilla, así como también se comprobó que las ventajas se hacen más grandes en condiciones más críticas y se reducen en menos críticas.
2. Los resultados de los voltajes en los sistemas de redes de tierra es afectado seriamente por la humedad y no tanto por la temperatura en casos como Guatemala, donde la temperatura no llegan a ser menor a 0°C en caso contrario no sería así.
3. La resistividad y la permitividad de la tierra es afectada por la humedad y un poco por la temperatura, en Guatemala, pero esto se puede revertir utilizando sales como por ejemplo, bentonita, marconita que ayudan a contrarrestar estos efectos.
4. Como se pudo observar la importancia en el análisis de fallas monofásicas de la corriente de secuencia cero es vital, ya que este dato es relevante para el diseño.



## RECOMENDACIONES

1. En este trabajo se desarrolló una serie de simulaciones para el comportamiento de sistemas de puesta a tierra de una varilla y una malla, pero este tipo de simulaciones tienden a resultados erróneos en un mallado complejo, por lo tanto, se recomienda hacer experimentaciones de los modelos aquí propuestos y de otros más complejos para poder comparar la exactitud y su límite de funcionamiento de estos modelos.
2. En este trabajo se mostró la importancia que tiene la humedad en los sistemas de puesta a tierra, por lo tanto, se sugiere hacer una investigación de la variación de la humedad a lo largo del año, en los lugares donde se tenga redes de tierra para un mejor mantenimiento.
3. Es importante estar actualizado respecto de las sales y materiales más innovadores que existen en el mercado o que se están desarrollando en laboratorios para próxima utilización.
4. Por último, es importante tener en cuenta el cálculo teórico de la corriente de secuencia cero, considerando el método más exacto y verificándolo si es posible en una prueba de campo.



## BIBLIOGRAFÍA

1. B. Vahidi, R. Shariati Nassab, S. Ghahghahe Zadeh, A. A. Khaniki. **Modeling of lightning transient overvoltage by using different Models of grounding system.** Amirkabir Universidad Tecnológica Teherán, Irán
2. Harper, Gilberto. **Elementos de diseño de subestaciones eléctricas.** 2ª. Ed. México: Limusa, 2006.
3. Harper, Gilberto. **Fundamentos de instalaciones eléctrica de Instalaciones de mediana y alta tensión.** 2ª. Ed. México: Limusa, 2006.
4. M. I. Lorentzou, N. D. Hatzaiargyriou. **Transmission line modeling of Grounding electrodes and calculation of their effective length under Impulse excitation.**
5. Nelson Morales.  
[http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst\\_electricas\\_puesta\\_a\\_tierra.pdf](http://www.procobre.com/procobre/pdf/inst_electricas_puesta_a_tierra.pdf)
6. Yaqing Liu. **Transient response of grounding systems caused by lightning: modeling and experiments.** Universidad de Uppsala, Suecia.
7. Mercé Vall-Ilosera, Miguel Cardona. **L-Band Dielectric Properties of Different Soil Types Collected during the MOUSE 2004 Field Experiment.** Universidad de Cataluña, España.