



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

**ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A  
TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS  
SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA**

**Héctor Eduardo Hernández García**

Asesorado por el Ing. Issam Ricardo Sagui Valenzuela

Guatemala, noviembre de 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A  
TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS  
SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A JUNTA DIRECTIVA DE LA  
FACULTAD DE INGENIERÍA

POR

**HÉCTOR EDUARDO HERNÁNDEZ GARCÍA**

ASESORADO POR EL ING. ISSAM RICARDO SAGUI VALENZUELA

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

**INGENIERO ELECTRICISTA**

GUATEMALA, NOVIEMBRE DE 2013

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA  
FACULTAD DE INGENIERÍA



**NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA**

|            |                                     |
|------------|-------------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos    |
| VOCAL I    | Ing. Alfredo Enrique Beber Aceituno |
| VOCAL II   | Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco  |
| VOCAL III  | Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa |
| VOCAL IV   | Br. Walter Rafael Véliz Muñoz       |
| VOCAL V    | Br. Sergio Alejandro Donis Soto     |
| SECRETARIO | Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez     |

**TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO**

|            |                                     |
|------------|-------------------------------------|
| DECANO     | Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos    |
| EXAMINADOR | Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez |
| EXAMINADOR | Ing. Armando Gálvez Castillo        |
| EXAMINADOR | Ing. Armando Alonso Rivera Carrillo |
| SECRETARIA | Inga. Marcia Ivónne Véliz Vargas    |

## **HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR**

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

### **ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA**

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha febrero de 2011.

**Héctor Eduardo Hernández García**





FACULTAD DE INGENIERIA

**Ing. Romeo Neftalí López Orozco**  
**Coordinador C.C. Básicas y Electrotecnia**  
**Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica**  
**Facultad de Ingeniería**  
**Universidad de San Carlos de Guatemala**

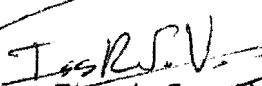
Señor Coordinador:

Atentamente le informo que he asesorado el trabajo de graduación titulado: **"ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA"**, desarrollado por el estudiante Héctor Eduardo Hernández García, previo a optar al título de Ingeniero Electricista.

Basado en la revisión y corrección de dicho trabajo, considero que su contenido cumple con los objetivos propuestos, por lo tanto el estudiante y asesor nos hacemos responsables del contenido del mismo.

Atentamente,

*Ing. Issam Ricardo Sagu Valenzuela*  
*Ingeniero Electricista*  
*Colegiado No.: 8,265*

  
**Ing. Issam Ricardo Sagu Valenzuela**  
**Colegiado No.: 8,265**  
**Asesor**



Ref. EIME 41.2013  
Guatemala, 23 de MAYO 2013.


Señor Director  
Ing. Guillermo Antonio Puente Romero  
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica  
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

**Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:  
“ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS  
DE PUESTA A TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO  
ESTRUCTURAL VERSUS LOS SISTEMAS CONVENCIONALES  
APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA”, del estudiante  
Héctor Eduardo Hernández García que cumple con los requisitos  
establecidos para tal fin.**

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,  
ID Y ENSEÑAD A TODOS

  
Ing. Romeo Nestali López Orozco  
Coordinador Area de Electrotécnica



SFO

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS  
DE GUATEMALA

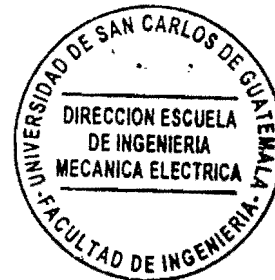


FACULTAD DE INGENIERIA

REF. EIME 40. 2013.

**El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; HÉCTOR EDUARDO HERNÁNDEZ GARCÍA titulado: “ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE NUEVA GENERACIÓN TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TÍPICA”, procede a la autorización del mismo.**

**Ing. Guillermo Antonio Puente Romero**



**GUATEMALA, 4 DE JULIO 2013.**



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: **ANÁLISIS TÉCNICO COMPARATIVO ENTRE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA DE NUEVA GENERACION TIPO ESTRUCTURAL VERSUS LOS SISTEMAS CONVENCIONALES APLICADOS A UNA RADIO BASE TIPICA**, presentado por el estudiante universitario: **Héctor Eduardo Hernández García**, autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

Ing. Murphy Olympo Paiz Redinos  
Decano



Guatemala, noviembre de 2013

/cc



## **ACTO QUE DEDICO A:**

|                              |   |
|------------------------------|---|
| <b>Dios</b>                  | Fuente de sabiduría, inteligencia, dador de toda buena dádiva y don perfecto.   |
| <b>Mi esposa</b>             | Arely, por su amor y apoyo incondicional, quien me ha infundido fuerza y ánimo aún en los momentos más difíciles.   |
| <b>Mis hijos</b>             | Vivi, Haydé y Dani, por ser parte de mi fuerza e inspiración y motivo de lucha para alcanzar mis metas.   |
| <b>Mis padres y hermanos</b> | Héctor Hernández, Odilia de Hernández, Kevin Hernández y Josué Hernández, por ser el mejor ejemplo, fuente de apoyo y fuerza espiritual en cada etapa de mi vida. |

## **AGRADECIMIENTOS A:**

### **Mi esposa**

Agradezco especialmente a mi esposa quien me brindó ánimo, apoyo y afecto a lo largo de toda mi carrera y sin quien no habría logrado este objetivo académico.

### **Mis padres**

Por su apoyo moral, espiritual y económico incansables, quienes creyeron firmemente que era posible alcanzar el logro que ahora es una realidad.

### **Mis tíos y abuelos**

Agradezco a Emilce García, Nelson García, Lesbia (Lisa) García, Geovani García, Miriam García y a los abuelos Adela de García y Alfonzo García, por su apoyo moral y económico al inicio de mi carrera.

## ÍNDICE GENERAL

|   |       |
|---|-------|
| ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....  | VII   |
| LISTA DE SÍMBOLOS.....  | XI    |
| GLOSARIO.....   | XIII  |
| RESUMEN.....  | XIX   |
| OBJETIVOS.....  | XXI   |
| INTRODUCCIÓN.....   | XXIII |
| <br>  |       |
| 1. CONCEPTOS BÁSICOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y<br>SEGURIDAD DE PERSONAL..... | 1     |
| 1.1. Propósitos del sistema de puesta a tierra.....                                 | 1     |
| 1.2. Tipos de sistemas de puesta a tierra.....                                      | 2     |
| 1.2.1. Puesta a tierra de sistemas eléctricos.....                                  | 4     |
| 1.2.1.1. Puesta a tierra de sistemas CA.....  | 4     |
| 1.2.1.2. Puesta a tierra de sistemas CD.....  | 7     |
| 1.2.1.3. Puesta a tierra de sistemas<br>eléctricos, tierra física.....              | 9     |
| 1.2.2. Puesta a tierra de equipos electrónicos, cero<br>lógico.....                 | 12    |
| 1.2.3. Puesta a tierra para protección electrostática.....                          | 15    |
| 1.2.4. Puesta a tierra para protección<br>electroatmosférica.....                   | 17    |
| <br>  |       |
| 2. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.....                          | 23    |
| 2.1. Resistencia de un electrodo instalado en el suelo.....                         | 23    |
| 2.2. Métodos para medir la resistencia del suelo.....                               | 26    |

|          |   |    |
|----------|---|----|
| 2.2.1.   | Método Wenner o método de los cuatro puntos.....  | 26 |
| 2.2.2.   | Método Schlumberger.....  | 29 |
| 2.3.     | Métodos para medir la resistencia de un sistema de puesta a tierra.....                             | 31 |
| 2.3.1.   | Método de los dos puntos.....   | 31 |
| 2.3.2.   | Método de los tres puntos.....  | 33 |
| 2.3.3.   | Método de caída de potencial o del 62%.....   | 35 |
| 2.3.3.1. | Gradientes de potencial.....  | 37 |
| 2.3.3.2. | Aplicación del método de caída de potencial en suelo rocoso o concreto.....                         | 39 |
| 2.3.4.   | Método de dos puntos más pinza amperimétrica o selectivo.....                                       | 41 |
| 2.3.5.   | Método de inducción.....  | 44 |
| 2.3.5.1. | Principio de operación.....   | 45 |
| 2.4.     | Resumen de los métodos.....   | 49 |
| 3.       | CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TIPO CONVENCIONAL.....    | 51 |
| 3.1.     | Conceptos generales para el diseño de una malla de puesta a tierra con el sistema convencional..... | 51 |
| 3.2.     | Electrodos principales y auxiliares.....  | 52 |
| 3.3.     | Aspectos básicos de diseño de la red de tierras.....  | 52 |
| 3.4.     | Cálculos de diseño.....   | 53 |
| 3.4.1.   | Conductores.....  | 53 |
| 3.4.1.1. | Dimensionamiento de conductores.....  | 53 |
| 3.4.2.   | Selección de conexiones.....  | 55 |
| 3.4.3.   | Cálculo de corriente de falla en la red de tierras....  | 55 |

|          |  |    |
|----------|--|----|
| 3.4.4.   | Tensión de malla.....  | 56 |
| 3.4.4.1. | Factor por número de electrodos<br>verticales, Km.....   | 57 |
| 3.4.4.2. | Factor de irregularidad, Ki.....   | 58 |
| 3.4.4.3. | Longitud total del conductor<br>enterrado, $L_M$ .....   | 58 |
| 3.4.5.   | Tensión en la periferia de la malla.....   | 59 |
| 3.4.5.1. | Factor $K_s$ .....   | 60 |
| 3.4.5.2. | Longitud efectiva del conductor<br>enterrado, $L_s$ .....  | 60 |
| 3.4.6.   | Número efectivo de conductores paralelos en<br>la red, $n$ .....                                   | 61 |
| 3.5.     | Revisión del diseño.....   | 61 |
| 3.5.1.   | Tensión de contacto.....   | 62 |
| 3.5.2.   | Tensión de paso.....   | 63 |
| 3.5.3.   | Resistencia de la red.....   | 63 |
| 3.5.4.   | Resistencia requerida.....   | 64 |
| 3.5.5.   | Valores a comparar.....  | 64 |
| 3.6.     | Forma de instalación.....  | 65 |
| 3.6.1.   | Conexiones.....  | 67 |
| 3.6.2.   | Pararrayos.....  | 70 |
| 3.7.     | Consideraciones finales.....   | 72 |
| 4.       | CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UN<br>SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TIPO ESTRUCTURAL..... | 73 |
| 4.1.     | Análisis de la tecnología.....   | 73 |
| 4.1.1.   | Electrodo estructural.....   | 74 |
| 4.1.2.   | Elemento magnéticamente activo.....  | 74 |
| 4.1.3.   | Acoplador de admitancias.....  | 76 |

|          |  |     |
|----------|--|-----|
| 4.1.4.   | Mejorador de suelos.....   | 76  |
| 4.1.5.   | Pararrayos.....  | 77  |
| 4.2.     | Criterio de diseño para un sistema de puesta a tierra<br>estructural.....            | 79  |
| 4.2.1.   | Cálculo de corriente de corto circuito.....  | 80  |
| 4.2.2.   | Criterio de conexión del sistema estructural.....                                    | 80  |
| 4.2.2.1. | Protección por conexión en serie.....  | 81  |
| 4.2.2.2. | Protección por conexión en paralelo.....   | 82  |
| 4.3.     | Método de Instalación.....   | 83  |
| 4.3.1.   | Elaboración del foso.....  | 84  |
| 4.3.2.   | Preparación del material de relleno.....   | 84  |
| 4.3.3.   | Mezcla.....  | 85  |
| 4.3.4.   | Nivelación del electrodo y relleno del foso.....                                     | 86  |
| 4.3.5.   | Factor de agrupamiento.....  | 88  |
| 4.3.6.   | Conexión de pararrayos.....  | 88  |
| 4.4.     | Verificación final del sistema.....  | 90  |
| 5.       | ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERATIVO DE AMBOS SISTEMAS EN<br>UNA RADIO BASE TÍPICA.....      | 91  |
| 5.1.     | Componentes en una radio base típica.....  | 91  |
| 5.2.     | Evaluación del sistema de puesta a tierra convencional.....                          | 93  |
| 5.3.     | Evaluación económica y operativa del sistema de puesta a<br>tierra convencional..... | 98  |
| 5.3.1.   | Costos por mantenimiento.....  | 99  |
| 5.3.2.   | Valor presente neto SPT convencional.....  | 100 |
| 5.4.     | Evaluación del sistema de puesta a tierra estructural.....                           | 101 |
| 5.4.1.   | Ampliación del SPT estructural.....  | 106 |
| 5.4.2.   | Sustitución de acometida eléctrica más<br>aplicación de capa de grava.....           | 109 |

|                      |   |     |
|----------------------|---|-----|
| 5.5.                 | Evaluación económica y operativa del sistema de<br>puesta a tierra estructural..... | 111 |
| 5.5.1.               | Costos por mantenimiento.....   | 114 |
| 5.5.2.               | Valor presente neto SPT estructural.....  | 114 |
| 5.6.                 | Resumen comparativo entre sistemas.....   | 115 |
| CONCLUSIONES.....    |   | 121 |
| RECOMENDACIONES..... |   | 123 |
| BIBLIOGRAFÍA.....    |   | 125 |
| APÉNDICE.....        |   | 127 |





## ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

### FIGURAS

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 1.  | Puesta a tierra de sistema monofásico 120/240 V, tres hilos.....                             | 5  |
| 2.  | Puesta a tierra de sistema trifásico estrella 120/208 V, cuatro hilos... 5                   |    |
| 3.  | Puesta a tierra de sistema trifásico delta 120/240 V, terminal alto.....                     | 6  |
| 4.  | Sistema de alimentación de corriente directa, no aterrizado.....                             | 8  |
| 5.  | Sistema de alimentación de corriente directa, arreglo típico<br>-48 VCD.....                 | 9  |
| 6.  | Conexión de tierra física en receptáculos.....   | 10 |
| 7.  | Trayectoria de una corriente de retorno por la línea de tierra física... 11                  |    |
| 8.  | Correcta separación de cero lógico, cuidando la<br>equipotencialidad con otros sistemas..... | 13 |
| 9.  | Conexión electrostática aplicada a tuberías metálicas.....                                   | 16 |
| 10. | Onda 8 x 20 $\mu$ s, corriente de rayo.....  | 18 |
| 11. | Método de la esfera rodante.....   | 19 |
| 12. | Método de la esfera rodante para alturas mayores a 45 metros.....                            | 20 |
| 13. | Fijaciones permitidas para bajantes de pararrayos.....                                       | 21 |
| 14. | Interconexión entre el SPT de pararrayos y otros SPT.....                                    | 22 |
| 15. | Área de influencia de un electrodo simple respecto el terreno<br>circundante.....            | 24 |
| 16. | Separación mínima entre electrodos verticales.....   | 25 |
| 17. | Aplicación del método Wenner.....  | 27 |
| 18. | Método Schlumberger.....   | 29 |
| 19. | Método de los dos puntos.....  | 32 |
| 20. | Método de los tres puntos con sus respectivas ecuaciones.....                                | 34 |

|     |  |    |
|-----|--|----|
| 21. | Método de caída de potencial o del 62%.....  | 35 |
| 22. | Curva del 62%, que muestra la distancia óptima del electrodo P desde el SPT bajo estudio.....                  | 37 |
| 23. | Gradientes de potencial generador por la inyección de corriente por los electrodos C, P y SPT.....             | 38 |
| 24. | Gradientes de potencial resultante a una distancia mayor entre electrodos C, P y SPT.....                      | 39 |
| 25. | Método de los tres puntos aplicado a suelos rocosos ó de concreto, auxiliándose de placas de cobre y agua..... | 40 |
| 26. | Método de medición utilizando dos picas más una pinza amperimétrica, también llamada método selectivo.....     | 41 |
| 27. | Variante de conexión del método selectivo.....   | 43 |
| 28. | Medición de resistencia a tierra por el método de inducción.....   | 45 |
| 29. | Representación de un sistema multiaterrizado a) Arreglo a nivel de conexiones b) Circuito equivalente.....     | 46 |
| 30. | Método de inducción utilizando dos pinzas.....   | 48 |
| 31. | Circuito equivalente del método de inducción, con pinzas de medición separadas.....                            | 48 |
| 32. | Varillas de acero recubiertas de cobre.....  | 65 |
| 33. | Forma de instalación de varillas de tierra.....  | 66 |
| 34. | Molde de grafito utilizado para realizar soldaduras exotérmicas.....   | 68 |
| 35. | Sección transversal de un molde cable a cable.....   | 69 |
| 36. | Distintos tipos de uniones exotérmicas.....  | 70 |
| 37. | Punta Franklin.....  | 71 |
| 38. | Instalación punta Franklin.....  | 72 |
| 39. | Electrodo estructural.....   | 73 |
| 40. | Vista de planta, superposición de campos magnéticos en elemento activo.....                                    | 75 |
| 41. | Acoplador de admitancias.....  | 76 |

|     |   |     |
|-----|---|-----|
| 42. | Sistema de pararrayos a) Punta de pararrayos b) Electrodo<br>estructural .....  | 79  |
| 43. | Protección por conexión en serie.....   | 81  |
| 44. | Protección por conexión en paralelo.....  | 82  |
| 45. | Foso para electrodo a) Excavación b) Acabado.....                               | 84  |
| 46. | Método para revisión de mezcla.....   | 85  |
| 47. | Nivelación del electrodo.....   | 86  |
| 48. | Relleno del foso.....   | 87  |
| 49. | Nivel máximo de relleno.....  | 87  |
| 50. | Distancia máxima entre electrodos.....  | 88  |
| 51. | Ensamble de pararrayos.....   | 89  |
| 52. | Instalación de punta de pararrayos.....   | 90  |
| 53. | Equipamiento en una radio base típica.....                                      | 92  |
| 54. | Proceso de medición a) Colocación de picas b) Resultados de la<br>medición..... | 94  |
| 55. | Efecto catódico de la plataforma estructural.....                               | 102 |

## TABLAS

|      |   |     |
|------|---|-----|
| I.   | Selección de conductor conectado a tierra.....  | 7   |
| II.  | Secciones mínimas para conductores de tierra física.....                                    | 12  |
| III. | Mediciones en el sistema convencional, radio base Colinas de<br>San Nicolás.....            | 95  |
| IV.  | Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000<br>aplicada al sistema convencional..... | 96  |
| V.   | Materiales y costos sistema de puesta a tierra convencional.....                            | 98  |
| VI.  | Valor presente neto SPT convencional.....   | 100 |
| VII. | Mediciones en el sistema estructural, radio base<br>Ciudad San Cristóbal.....               | 103 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| VIII. | Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural en su condición actual.....  | 104 |
| IX.   | Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural ampliado y agregando capa de grava.....                                    | 107 |
| X.    | Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural, con una acometida de 30 KVA más capa de grava en superficie expuesta..... | 109 |
| XI.   | Costos estimados por sustitución de acometida actual y por agregar capa superficial de grava.....   | 112 |
| XII.  | Materiales y costos sistema de puesta a tierra estructural.....   | 113 |
| XIII. | Valor presente neto SPT estructural.....  | 115 |
| XIV.  | Resumen valoración técnica y económica entre ambos sistemas de puesta a tierra.....   | 118 |

## LISTA DE SÍMBOLOS

| <b>Símbolo</b>             | <b>Significado</b>                   |
|----------------------------|--------------------------------------|
| <b>A</b>                   | Amperios                             |
| <b>AWG</b>                 | Calibre de alambre americano         |
| <b>X0</b>                  | Conductor neutral en transformadores |
| <b>kHz</b>                 | Kilo Hertz                           |
| <b>mA</b>                  | MiliAmperios                         |
| <b>Kcmil</b>               | Mil circular mil                     |
| <b><math>\Omega</math></b> | Ohms                                 |
| <b>BTS</b>                 | Radio base o sitio celular           |
| <b><math>\rho</math></b>   | Resistividad                         |
| <b>SPT</b>                 | Sistema de puesta a tierra           |
| <b>TN</b>                  | Régimen de conexión de neutro        |
| <b>VPN</b>                 | Valor presente neto                  |
| <b>V</b>                   | Voltios                              |
| <b>W</b>                   | Watt                                 |



## GLOSARIO

|                                    |   |
|------------------------------------|---|
| <b>Ampacidad</b>                   | Medida de la capacidad de conducción de corriente eléctrica de un conductor.  |
| <b>Antisulfatante</b>              | Componente químico que minimiza el efecto de la oxidación y/o corrosión en uniones entre metales.                       |
| <b>AWG</b>                         | Calibre de alambre americano (del inglés <i>American Wire Gauge</i> ).  |
| <b>CA</b>                          | Corriente alterna.  |
| <b>Cargas catódicas</b>            | Cargas eléctricas con signo negativo.   |
| <b>Cero lógico</b>                 | Referencia cero para sistemas conformados por equipos electrónicos.   |
| <b>CD</b>                          | Corriente directa.  |
| <b>Descarga electroatmosférica</b> | Fenómeno conocido como rayo.  |
| <b>Diagrama unifilar</b>           | Representación gráfica de todas las partes y componentes que conforman un sistema eléctrico, así como su interconexión. |

|                          |   |
|--------------------------|---|
| <b>Efecto piel</b>       | Fenómeno que ocurre en la circulación de corriente a alta frecuencia provocando que ésta viaje únicamente por la superficie del conductor.                      |
| <b>EGGSA</b>             | Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.  |
| <b>Equipotencialidad</b> | Un mismo nivel de potencial.  |
| <b>Factor Fd</b>         | Factor de decremento, que toma en cuenta el efecto de la componente DC inicial y su atenuación, que aparece en la onda de corriente durante una falla a tierra. |
| <b>Factor Fc</b>         | Factor de crecimiento, que toma en cuenta las ampliaciones futuras que puede tener una instalación.   |
| <b>Grava</b>             | Roca desmenuzada conocida también como piedrín.   |
| <b>IEEE</b>              | Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (del inglés <i>Institute of Electricians and Electronics Engineers</i> ).                                     |
| <b>Inflación</b>         | Incremento generalizado y sostenido de los precios de bienes y servicios con relación a una moneda durante un período de tiempo determinado.                    |
| <b>Kcmil</b>             | Mil circular mil. Un circular mil es el área de sección de un conductor que tiene un diámetro de una milésima de pulgada.                                       |



|                            |   |
|----------------------------|---|
| <b>Masa</b>                | Denominación dada a un elemento, estructura ó dispositivo metálico que en condiciones de falla puede transportar corriente eléctrica hacia tierra.                                |
| <b>Multiaterrizado</b>     | Puesta a tierra en múltiples puntos.  |
| <b>NEC</b>                 | Código Eléctrico Nacional (del inglés <i>National Electric Code</i> ).  |
| <b>Neutro</b>              | Conductor intencionalmente aterrizado que sirve como referencia al tensión de servicio en una instalación ó como camino de retorno para las corrientes de desbalance.             |
| <b>Pararrayos</b>          | Conjunto captador y conductor bajante conectado a un sistema de puesta a tierra que tiene como objetivo canalizar de forma segura a tierra, descargas de tipo electroatmosférico. |
| <b>PAT</b>                 | Puesto a tierra, que hace referencia al punto bajo análisis.  |
| <b>Picas</b>               | Secciones cortas de varilla que se utilizan para realizar mediciones de resistencia y resistividad mediante los métodos de medición correspondientes.                             |
| <b>Pinza amperimétrica</b> | Dispositivo en forma de “dona” que utiliza el principio de inducción de Ampere, para la medición de corriente eléctrica en un conductor.  |

|                              |   |
|------------------------------|---|
| <b>Punta Franklin</b>        | Varilla de cobre punzante en un extremo utilizada como captador de descargas electroatmosféricas.   |
| <b>Radio base</b>            | Sinónimo de sitio de celda.   |
| <b>Resistencia</b>           | Media de la oposición de un material que ofrece ante el flujo de una corriente eléctrica.   |
| <b>Resistencia de la red</b> | Valor de resistencia obtenido en la etapa de diseño y/o evaluación de una red de puesta a tierra.   |
| <b>Resistencia requerida</b> | Valor de resistencia que un sistema de puesta tierra debe cumplir en la etapa de mediciones finales.  |
| <b>Resistividad</b>          | Propiedad eléctrica intrínseca de los materiales, que depende de su irregularidad y estructura cristalina.  |
| <b>Sistema estructural</b>   | Sistema de puesta a tierra conformado por estructuras no sólidas 100% de cobre especialmente diseñadas para maximizar el área de contacto con el terreno. |
| <b>Sitio de celda</b>        | Inmueble propiedad o arrendado a un determinado operador de telefonía móvil, que cuenta con toda la infraestructura necesaria para crear mayor cobertura. |
| <b>SPT</b>                   | Sistema de puesta a tierra.   |
| <b>Tasa de interés</b>       | Es el porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo.  |

|  |   |
|--|---|
| <b>Tensión de contacto</b>                 | Diferencia de potencial que aparece entre la mano y los pies de una persona que está de pie y en contacto con una superficie energizada.  |
| <b>Tensión de malla</b>                    | Máxima valor de tensión de contacto medido dentro de una malla de puesta a tierra.  |
| <b>Tensión de paso</b>                     | Diferencia de potencial que aparece entre ambos pies de una persona cuando están separados un metro.  |
| <b>Tensión en la periferia de la malla</b> | Máxima diferencia de potencial medida en el perímetro de una malla de puesta a tierra.  |
| <b>Terminal ponchable</b>                  | Pieza para conexión mecánica de conductores, hecha de cobre con cubierta de estaño, fijada por compresión axial.  |
| <b>Tierra física</b>                       | Conductor aislado y conectado a tierra, que interconecta las partes metálicas expuestas de equipos y que proporciona un retorno de baja impedancia hacia el punto común de la fuente de alimentación para las corrientes de falla, facilitando la correcta operación de las protecciones. |
| <b>Transiente</b>                          | Variación súbita de tensión de muy corta duración, que provoca picos de alta magnitud en la onda senoidal.  |
| <b>Unidireccional</b>                      | Circulación de corriente eléctrica en una sola dirección.   |

|                            |  |
|----------------------------|--|
| <b>UPS</b>                 | Fuente ininterrumpible de poder (del inglés <i>Uninterruptible Power Source</i> ).                   |
| <b>Valor presente neto</b> | Valor que tendría en la actualidad, desembolsos, gastos, ganancias o ahorros futuros de un proyecto. |
| <b>Varilla Copperweld</b>  | Varilla de acero con recubrimiento de cobre específica para sistemas de puesta a tierra.             |

## RESUMEN

El presente trabajo hace una comparativa tomando en consideración aspectos técnicos y económicos, entre los sistemas de puesta a tierra de tipo convencional y lo del tipo estructural aplicados al caso específico de una radio base típica. En los aspectos técnicos se consideran tiempos de ejecución, mantenimiento preventivo y los resultados de las mediciones de resistencia y resistividad efectuadas en sitio. Además se utiliza el logaritmo de cálculo según la Norma IEEE Std-80-2000 para determinar si cada una de las redes de tierra es segura en su condición actual.

Se analizaron y consideraron las normas internacionales más reconocidas y aplicadas específicamente a los sistemas de puesta a tierra, dando especial importancia a las Normas IEEE Std-80-2000 propiedad del *Institute of Electrical and Electronics Engineers* y NEC versión 2008 propiedad del *National Fire Protection Association*, ambas organizaciones de origen estadounidense.

Se dedica un capítulo al análisis de conceptos y terminología básica y otro capítulo a los métodos de medición, haciendo especial énfasis en los métodos más utilizados y modernos.

También un capítulo a la revisión de las bases de cálculo y diseño del sistema convencional, cuyo fundamento es la Norma IEEE Std-80-2000, la cuál es un estándar extenso y detallado en cuanto al cálculo y diseño de sistemas de puesta a tierra.

En un capítulo está la exposición y análisis de las bases tecnológicas y prácticas de los sistemas tipo estructural, cuyo fundamento es propiedad de los respectivos fabricantes, quienes en parte se han apoyado en las normas internacionales pero también han recurrido a leyes universales de circuitos y electromagnetismo para justificar su tecnología.

Se hace una comparativa final entre ambos sistemas de puesta a tierra, asignando una ponderación adecuada a cada uno de los aspectos más importantes tanto técnicos como económicos, para obtener datos cuantitativos que indiquen el nivel de factibilidad de cada uno de los sistemas analizados, para hacer una elección adecuada y justificada.

# OBJETIVOS

## General

Hacer una comparativa entre los sistemas de puesta a tierra tipo convencional contra los del tipo estructural en la aplicación específica de una radio base típica, tomando como base de análisis las normas internacionales relacionadas, asignando además una ponderación adecuada a los aspectos técnicos y económicos para obtener un dato cuantitativo que indique el nivel de factibilidad para cada caso.

## Específicos

1. Analizar las principales características de ambos sistemas de puesta a tierra, así como sus fundamentos de diseño y cálculo.
2. Realizar mediciones de resistencia y resistividad en ambos sistemas ya instalados y operando, para determinar su estado actual.
3. Aplicar la metodología de cálculo según la Norma IEEE Std-80-2000 para determinar si cada una de las redes de tierra en su condición actual es segura, y para determinar según se requiera, la instalación de los elementos que permitan cumplir con la normativa.

4. Proyectar en un mismo período de análisis, costos estimados de inversión para cada sistema de tierra en base a los elementos que lo conforman, incluyendo costos operativos para obtener un valor presente neto individual.
  
5. Realizar una comparativa técnica y económica entre ambos sistemas asignando una ponderación adecuada a cada uno de los rubros, para obtener un resultado cuantitativo que indique el nivel de factibilidad para cada caso.



## INTRODUCCIÓN

En la actualidad los sistemas de puesta a tierra tienen gran importancia en el diseño de sitios de telecomunicaciones y debido a ello han surgido una variedad de equipos, tecnologías y sistemas entre los que destacan los sistemas estructurales de puesta a tierra, que ofertan beneficios técnicos considerables pero que también presentan un costo elevado de inversión respecto a los sistemas de puesta a tierra convencionales. Por lo tanto, se hace válido y además necesario un análisis detallado entre ambos sistemas tomando en cuenta aspectos técnicos y económicos, los cuales son abordados en los siguientes capítulos.

En los aspectos económicos se proyectaron costos con base en los elementos que conforman cada una de las redes de tierra en su condición actual, e incluyendo aquellos elementos necesarios que hacen que cada red de tierra cumpla la normativa. También se incluyen costos operativos para obtener un valor presente neto en un mismo período de análisis.

Además, se analizan los sistemas de puesta a tierra tanto convencional como estructural, considerando elementos principales y su función, forma constructiva, forma de instalación, bases de cálculo y diseño, tipo de conexiones, restricciones y consideraciones generales.

Para realizar las mediciones de resistencia y resistividad, se emplearon métodos bien definidos y justificados técnicamente mediante análisis de diagramas y circuitos equivalentes, que representan los métodos de medición más conocidos.

Los métodos de medición utilizados en el presente trabajo fueron: caída de potencial, método Wenner y de inducción.

Por último, se hace una comparativa entre ambos sistemas de puesta a tierra tomando como marco equitativo, sitios con condiciones muy similares en cuanto a ubicación geográfica, cantidad de equipamiento y tipo de suelo, asignando una ponderación adecuada a los aspectos técnicos y económicos más relevantes, para obtener datos cuantitativos que puedan compararse e indicar el nivel de factibilidad que representa cada sistema de tierra.

# 1. CONCEPTOS BÁSICOS DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA Y SEGURIDAD DE PERSONAL

## 1.1. Propósitos del sistema de puesta a tierra

El Código Eléctrico Nacional (NEC por sus siglas en inglés), el cual es un normativo estadounidense aplicado en muchos países, establece que toda instalación eléctrica debe contar con un adecuado sistema de puesta a tierra (SPT), para garantizar las siguientes funciones:

- Limitar la tensión de falla a tierra
- Facilitar la operación de los circuitos de protección contra sobrecargas
- Estabilizar la tensión durante la operación normal del sistema

Todo SPT debe desviar efectivamente a tierra las corrientes provocadas por corto circuitos, descargas electroatmosféricas, corrientes por ruido de alta frecuencia, corrientes de fuga, etc. Según el NEC, están permitidos los llamados electrodos naturales y electrodos artificiales fabricados principalmente de cobre, siendo estos últimos lo que han tenido un desarrollo considerable durante los últimos 10 años. Entre los electrodos naturales permitidos por el NEC se pueden mencionar los siguientes:

- Tubería metálica de agua enterrada en el suelo
- Estructuras metálicas de naves industriales, puentes, edificios, etc.
- Acero estructural de cimientos, columnas de edificios y/o inmuebles
- Tanques metálicos subterráneos que no contenga sustancias explosivas o inflamables.

Generalmente los electrodos naturales no representan un efectivo sistema de puesta a tierra, por ello, se recurre al uso masivo de electrodos artificiales compuestos en su mayoría por cobre y en menor proporción de aluminio o acero. Entre los electrodos artificiales más utilizados podemos mencionar:

- Varillas Copperweld
- Electrodos químicos
- Electrodos horizontales, constituidos por conductores de cobre desnudos
- Electrodos de nueva generación

## **1.2. Tipos de sistemas de puesta a tierra**

Debido a la gran variedad de equipos tanto eléctricos como electrónicos dentro de una instalación, es necesario dedicar distintas plataformas de puesta a tierra según el equipo a aterrizar, para evitar inducción y/o transferencia de ruido por líneas de tierra.

Cabe mencionar que esta separación debe hacerse de acuerdo al NEC, y cumpliendo con la siguiente regla básica:

Todo SPT debe quedar interconectado con el o los sistemas de puesta a tierra ya existentes, formando una sola malla equipotencial. Deberá además existir un punto único de tierra para evitar lazos cerrados de corriente por líneas de tierra. El no cumplimiento de ésta regla puede poner en riesgo no solo la integridad de los equipos sino también del personal.

En la actualidad, gran parte de los equipos que controlan procesos, datos, comunicación, etc., están constituidos por circuitos electrónicos altamente sensible y susceptible a las variaciones provocadas por distorsiones en el

suministro eléctrico, transitorios provocados por arranque y paro de motores, descargas electroatmosféricas, etc. Estas son las causas más evidentes o más comunes de estos fenómenos, aunque no son las únicas.

También hay otros factores que afectan a estos circuitos y que no son tan evidentes como los ya mencionados, por ejemplo la inducción e inyección directa de ruido eléctrico inter-componentes, lo cual provoca problemas como:

- Distorsión en la señal transmitida y/o pérdida de información
- Operación deficiente o nula de algunos componentes sensibles
- Quema de componentes electrónicos

Debido a lo anterior, se han desarrollado distintas aplicaciones en cuanto a la puesta a tierra de equipos sensibles, la cual difiere de la puesta a tierra de equipo de potencia como motores eléctricos, generadores, etc., que son máquinas robustas.

A continuación se indica los tipos de conexión a tierra más utilizados en las telecomunicaciones:

- Puesta a tierra de sistemas eléctricos (neutro)
- Puesta a tierra de equipos eléctricos (tierra física)
- Puesta a tierra de sistemas electrónicos (cero lógico)
- Puesta a tierra para protección electrostática (estructuras o masas)
- Puesta a tierra para protección contra descargas electro-atmosféricas (pararrayos)

### **1.2.1. Puesta a tierra de sistemas eléctricos**

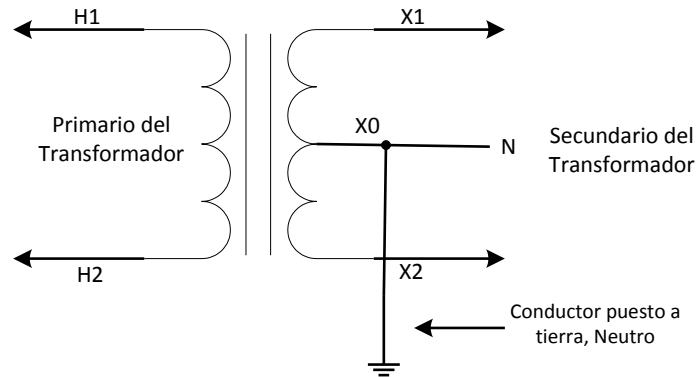
Los sistemas de alimentación que se utilizan en centrales y edificios usados en telecomunicaciones son generalmente sistemas de corriente alterna, monofásicos y trifásicos, de tres y cuatro hilos respectivamente. Los sistemas trifásicos más usuales tienen una configuración de conexión en estrella aterrizada, siendo extremadamente importante analizar las recomendaciones de normativas internacionales y locales para realizar una conexión a tierra adecuada y segura.

Existen también sistemas de corriente directa, muy utilizados para alimentar equipos de telecomunicaciones o de control de procesos. A estos sistemas también se les encuentra en instalaciones industriales para manejo de motores c.c., y también dentro de naves industriales dedicadas a generación y venta de energía eléctrica. Partiendo de las consideraciones anteriores, se puede analizar la forma adecuada de aterrizar cada uno de los sistemas de alimentación.

#### **1.2.1.1. Puesta a tierra de sistemas CA**

El NEC en su sección 250-20, exige la conexión a tierra de sistemas que superan los 50 V. En la figura 1 se muestra un sistema monofásico 120/240 VAC, de tres hilos, típico de instalaciones comerciales y residenciales, donde se observa la conexión a tierra del tap central del transformador, el cual se utiliza como conductor neutro. Esta conexión es muy utilizada por las empresas suministradoras de energía eléctrica.

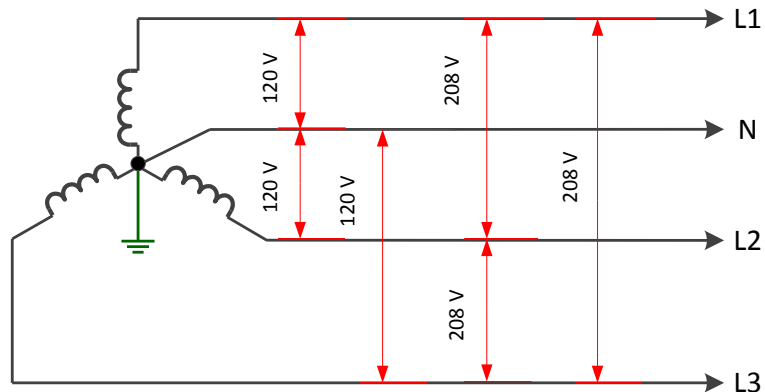
Figura 1. **Puesta a tierra de sistema monofásico 120/240 V, tres hilos**



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010.

En la figura 2 se muestra un sistema trifásico estrella 120/208 VAC, cuatro hilos, donde se observa un punto común de los devanados conectado a tierra, el cual se utiliza como conductor neutro.

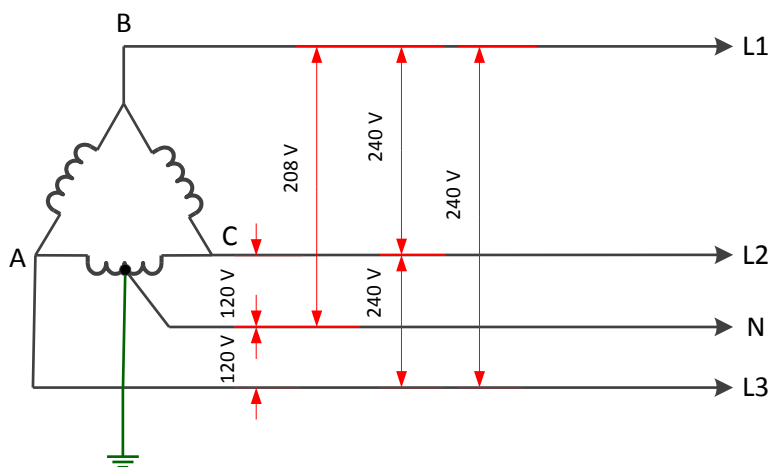
Figura 2. **Puesta a tierra de sistema trifásico estrella 120/208 V, cuatro hilos**



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

En la figura 3 se muestra un sistema trifásico en delta 120/240 VAC, cuatro hilos, donde se observa la conexión a tierra en la parte central de uno de los devanados, el cual se utiliza como conductor neutro. Es importante mencionar que a esta configuración se le conoce como delta de terminal de altatensión, ya que la tensión entre la línea B (art. 384-3(e)) y neutro es de 208 VAC, mientras que en las otras dos líneas restantes respecto a neutro es de 120 VAC.

Figura 3. Puesta a tierra de sistema trifásico delta 120/240 V, terminal alto



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

El aterrizaje del conductor neutro tiene como finalidad transportar corriente de retorno, tanto para sistemas monofásicos como para sistemas trifásicos.

Para seleccionar adecuadamente el conductor que aterrizará el neutro, se utilizan los criterios dictados en la sección 250-66 del NEC que dice:

- Cuando existan múltiples conductores en paralelo, el conductor conectado a tierra depende de la sección total de cualquiera de las fases.



- Cuando los conductores de entrada no superan los 1100 kcmil, se selecciona el conductor conectado a tierra por medio de la tabla 250-66 del NEC, indicada a continuación en la tabla I:

Tabla I. **Selección de conductor conectado a tierra**

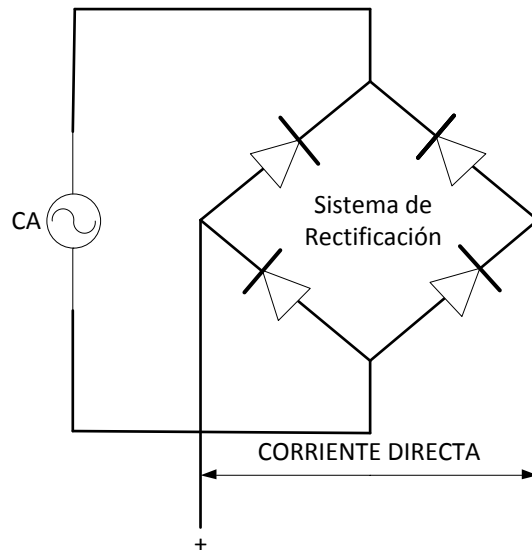
| Tamaño nominal del mayor conductor de entrada a la acometida o sección equivalente de conductores en paralelo mm <sup>2</sup> (AWG o kcmil) |                               | Tamaño nominal del conductor al electrodo de puesta a tierra mm <sup>2</sup> (AWG o kcmil) |            |
|---|-------------------------------|--|------------|
| Cobre   | Aluminio                      | Cobre  | Aluminio   |
| 33,6 (2) o menor  | 53,5 (1/0) o menor            | 8,37 (8)   | 13,3 (6)   |
| 42,4 o 53,5 (1 o 1/0)   | 67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)       | 13,3 (6)   | 21,2 (4)   |
| 67,4 o 85,0 (2/0 o 3/0)   | 4/0 o 250 kcmil               | 21,2 (4)   | 33,6 (2)   |
| Más de 85,0 a 177 (3/0 a 350)   | Más de 127 a 253 (250 a 500)  | 33,6 (2)   | 53,5 (1/0) |
| Más de 177 a 304,0 (350 a 600)  | Más de 253 a 456 (500 a 900)I | 53,5 (1/0)   | 85,0 (3/0) |
| Más de 304 a 557,38 (600 a 1100)  | Más de 456 a 887 (900 a 1750) | 67,4 (2/0)   | 107 (4/0)  |
| Más de 557,38 (1100)  | Más de 887 (1750)             | 85,0 (3/0)   | 127 (250)  |

Fuente: NOM 001 SEDE 2000. Sección 250-24(b)(1), traducción del NEC 250-66.

### 1.2.1.2. Puesta a tierra de sistemas de CD

En la figura 4 se muestra el arreglo básico de un sistema de corriente directa no aterrizado, como el utilizado en la alimentación de motores, fuentes de equipos y controles de procesos en la industria. Este arreglo también se utiliza en fuentes de CD de baja capacidad.

Figura 4. **Sistema de alimentación de corriente directa, no aterrizado**



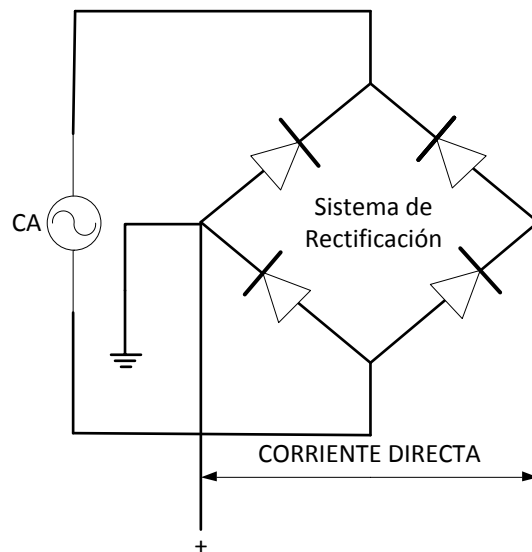
Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

En el área de telecomunicaciones es muy común el sistema de -48 VDC, donde se aterriza el polo positivo de la salida del rectificador.

La sección 250-164 del NEC también considera que el equipo electrónico sensible requiere ser puesto a tierra, sin establecer trayectorias que utilicen la estructura metálica del edificio.

En la figura 5 se muestra la conexión.

Figura 5. **Sistema de alimentación de corriente directa, arreglo típico -48**  
**VCD**



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

### 1.2.1.3. **Puesta a tierra de equipos eléctricos, tierra física**

Los equipos eléctricos son regularmente robustos ante variaciones en el suministro eléctrico y ante descargar electrostáticas. Dentro de esta categoría se encuentran los motores eléctricos, transformadores, lámparas fluorescentes, alumbrado exterior, etc., con sus respectivas cubiertas metálicas. Partiendo de que éstos equipos son menos susceptibles a pequeñas variaciones de tensión internas y externas, éste tipo de conexión a tierra se enfoca en la seguridad de las personas.

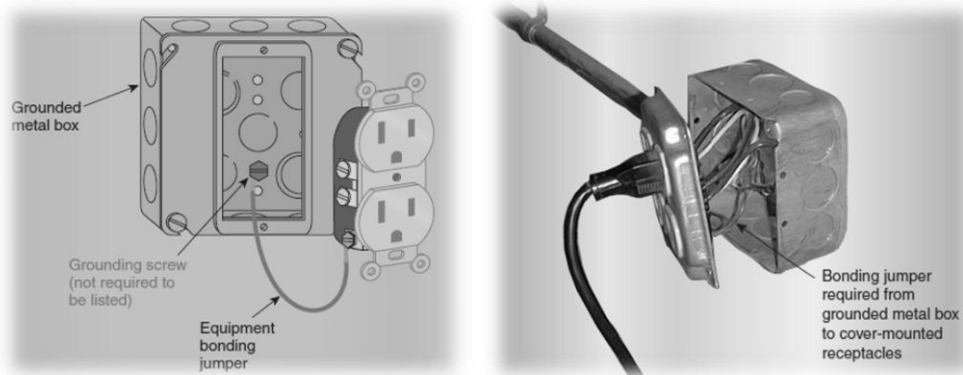
A esta aplicación se le conoce con varios nombres como por ejemplo: tierra del equipo, tierra de seguridad o tierra física.

La tierra física tiene los siguientes propósitos:

- Seguridad del personal
- Limitar la tensión a tierra de cubiertas metálicas expuestas
- Proveer una trayectoria de retorno de baja impedancia hacia la fuente de alimentación (X0), para las corrientes de falla.

De acuerdo al NEC, se debe interconectar el cable de tierra física y el cable del neutro únicamente en el tablero de entrada principal del edificio, punto desde el cual serán circuitos totalmente aislados, ya que el neutro es un conductor diseñado para transportar de forma continua corrientes de desbalance, mientras que el conductor de tierra física transporta únicamente corrientes de falla. En la figura 6 se muestra la forma correcta de la aplicación de tierra física en los receptáculos.

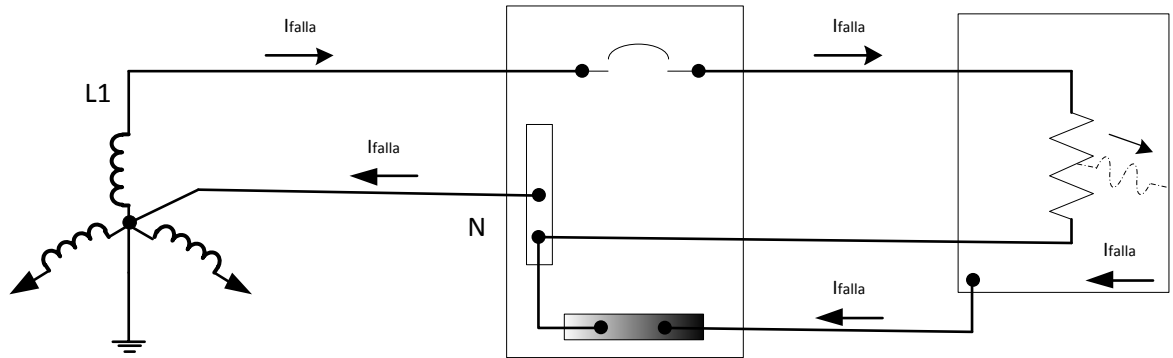
Figura 6. **Conexión de tierra física en receptáculos**



Fuente: NEC. Sección 250.146, p. 238.

En la figura 7 se muestra un diagrama del retorno de la corriente de falla a la fuente, por medio del conductor de tierra física.

Figura 7. Trayectoria de una corriente de retorno por la línea de tierra física



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

Debido a que uno de los propósitos del conductor de tierra física es facilitar la correcta operación de las protecciones, el calibre de este debe ser calculado con base a la capacidad del interruptor automático de seguridad.

En la siguiente página en la tabla II, se muestran los calibres mínimos permisibles para los conductores de cobre utilizados para la aplicación en mención.

Tabla II. **Secciones mínimas para conductores de tierra física**

| Capacidad o ajuste del dispositivo automático de protección contra sobrecorriente en el circuito antes de los equipos, canalizaciones, etc.<br>Sin exceder de: | Tamaño nominal mm <sup>2</sup> (AWG o kcmil) |                |
|--|--|----------------|
|  | (A)  | Cable de cobre |
| 15   | 2,08 (14)                                    | ---            |
| 20   | 3,31 (12)                                    | ---            |
| 30   | 5,26 (10)                                    | ---            |
| 40   | 5,26 (10)                                    | ---            |
| 60   | 5,26 (10)                                    | ---            |
| 100  | 8,37 (8)                                     | 13,3 (6)       |
| 200  | 13,3 (6)                                     | 21,2 (4)       |
| 300  | 21,2 (4)                                     | 33,6 (2)       |
| 400  | 33,6 (2)                                     | 42,4 (1)       |
| 500  | 33,6 (2)                                     | 53,5 (1/0)     |
| 600  | 42,4 (1)                                     | 67,4 (2/0)     |
| 800  | 53,5 (1/0)                                   | 85,0 (3/0)     |
| 1 000  | 67,4 (2/0)                                   | 107 (4/0)      |
| 1 200  | 85,0 (3/0)                                   | 127 (250)      |
| 1 600  | 107 (4/0)                                    | 177 (350)      |
| 2 000  | 127 (250)                                    | 203 (400)      |
| 2 500  | 177 (350)                                    | 304 (600)      |
| 3 000  | 203 (400)                                    | 304 (600)      |
| 4 000  | 253 (500)                                    | 405 (800)      |
| 5 000  | 354,7 (700)                                  | 608 (1 200)    |
| 6 000  | 405 (800)                                    | 608 (1 200)    |

Fuente: NEC. Sección 250.122 p. 231.

### 1.2.2. **Puesta a tierra de equipos electrónicos, cero lógico**

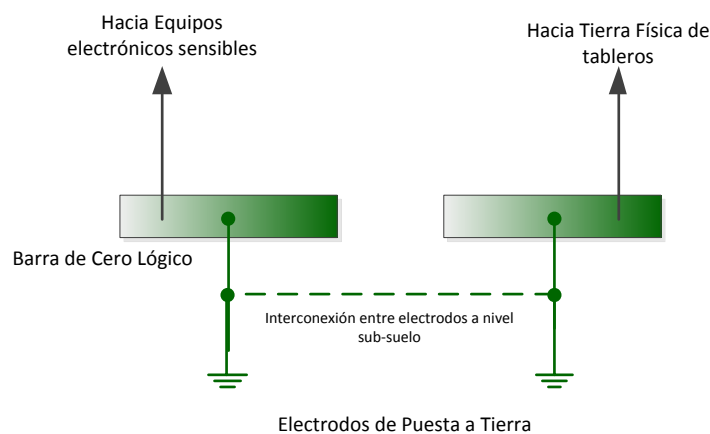
Debido a lo susceptible de los sistemas electrónicos, cada vez más predominantes en las instalaciones, se debe dedicar una conexión a tierra que ofrezca una referencia libre de ruido y provea baja impedancia.

Esta aplicación se denominará cero lógico ya que será la referencia cero de los componentes electrónicos.

El propósito del cero lógico es proveer una referencia “limpia”, lo cual en la práctica es imposible, pero reduce en gran proporción la pérdida de información y/o daños a equipos sensibles.

Para cumplir con el objetivo del cero lógico, será necesario instalar un sistema de electrodos y conductores dedicados para este fin. El NEC prohíbe terminantemente el uso de sistemas de tierra aislados, por lo que habrá que interconectar finalmente todos los sistemas de tierra (incluido el cero lógico) a nivel subsuelo para lograr equipotencialidad. La figura 8 muestra la correcta aplicación del cero lógico tomando en cuenta la equipotencialidad con otros sistemas.

Figura 8. **Correcta separación de cero lógico, cuidando la equipotencialidad con otros sistemas**



Fuente: elaboración propia con programa Visio MS versión 2010

Una práctica común en salas de cómputo, es que la armadura metálica de los bastidores de equipos, se fijan mediante pernos en piso; si uno de estos pernos toca el acero estructural del edificio, entonces se forman bucles de tierra

adicionales perdiéndose el concepto de tierra aislada. Por ello, el instalador debe colocar material que aisle efectivamente la estructura de los equipos con el piso de la sala.

La exigencia de los equipos electrónicos en cuanto a la puesta a tierra, demandan calibres que ofrezcan una baja impedancia; cuanto mayor es el calibre menor será la impedancia del conductor. A menor impedancia, menor será el ruido presente, por lo tanto, mejor será la operación de los equipos.

El objetivo de la tierra “aislada” es minimizar el ruido eléctrico, constituyéndose además, en la referencia cero del sistema CD y de datos. En la práctica, muchas veces el dedicar y conectar adecuadamente la aplicación de cero lógico, no es suficiente para cumplir con las exigencias operativas de equipos electrónicos altamente sensibles. Por ello, la industria de las telecomunicaciones aunado al uso de una tierra dedicada, exige el uso de equipos adicionales para el acondicionamiento del suministro eléctrico de entrada, entre los que pueden mencionarse:

- Fuentes ininterrumpibles de alimentación (UPS, por sus siglas en inglés)
- Transformadores de aislamiento
- Reguladores de voltaje
- Inversores
- Supresores de transientes

Dependiendo de cada instalación y la importancia del equipo contenido en ella, puede requerirse el uso de uno o más de los equipos adicionales mencionados, que tendrán como objetivo, eliminar toda variación en el suministro de entrada que ponga en riesgo al equipo sensible. Obviamente, cada uno de estos equipos adicionales representa un costo extra que puede



llegar a ser de alto impacto en la inversión inicial del proyecto. Por ejemplo, puede ser que en el centro de datos de una oficina de ventas, los equipos no sean tan sofisticados y por ende no ameriten mayor acondicionamiento en el suministro eléctrico, mientras que para un equipo de tomografía dentro de un hospital, no debería escatimarse este costo de acondicionamiento.

### **1.2.3. Puesta a tierra para protección electrostática**

En toda instalación eléctrica existen cubiertas metálicas que pueden transportar fácilmente corrientes importantes al cualquier persona que entre en contacto con éstas y tierra. Aunque en principio la tierra física tendría que limitar el potencial a tierra y hacer actuar a las protecciones, el NEC exige que por seguridad del personal, toda cubierta metálica esté debidamente conectada a tierra. Los conductores a tierra deben conectar todas las armaduras del equipo, chasis y cualquier parte metálica a un único punto, limitando la diferencia de potencial que puede presentar entre dos superficies metálicas a un nivel seguro para el personal.

Cuando una persona toca accidentalmente una superficie energizada, se genera una trayectoria de corriente a través del cuerpo, cuya magnitud depende de la resistencia corporal que es muy baja debido a la alta concentración de fluidos salinos internos.

La baja ampacidad del cuerpo humano es otra limitante, ya que una corriente de 80 miliamperios puede ser mortal. Según las pruebas realizadas por Charles Dietzel, quien estudio los efectos de la descarga eléctrica en el cuerpo humano, la resistencia corporal se toma como 1500 ohms promedio, de un hombre de 150 libras de peso. Con estas consideraciones, Dietzel propuso

una fórmula empírica que muestra la corriente máxima antes de que el corazón de una persona entre en fibrilación y sobrevenga la muerte:

$$t = 0,027 / i^2$$

Donde: t = tiempo en segundos; **i**= corriente en Amperios

En la figura 9 se muestra la conexión de ésta aplicación entre tubería metálica.

Figura 9. **Conexión electrostática aplicada a tuberías metálicas**



Fuente: NEC. Sección 250.86, p. 219.

#### 1.2.4. Puesta a tierra para protección electroatmosférica

Las descargas electroatmosféricas o rayos, pueden alcanzar intensidades de 200 kA con una energía media disipada en el canal de descarga de  $10^5$  J/m. La longitud media de un rayo es de 3 kilómetros y la energía media total por descarga es de  $3 \times 10^6$  J. La duración media de una descarga es aproximadamente 20  $\mu$ s, con una potencia de unos  $10^{13}$  Watt.

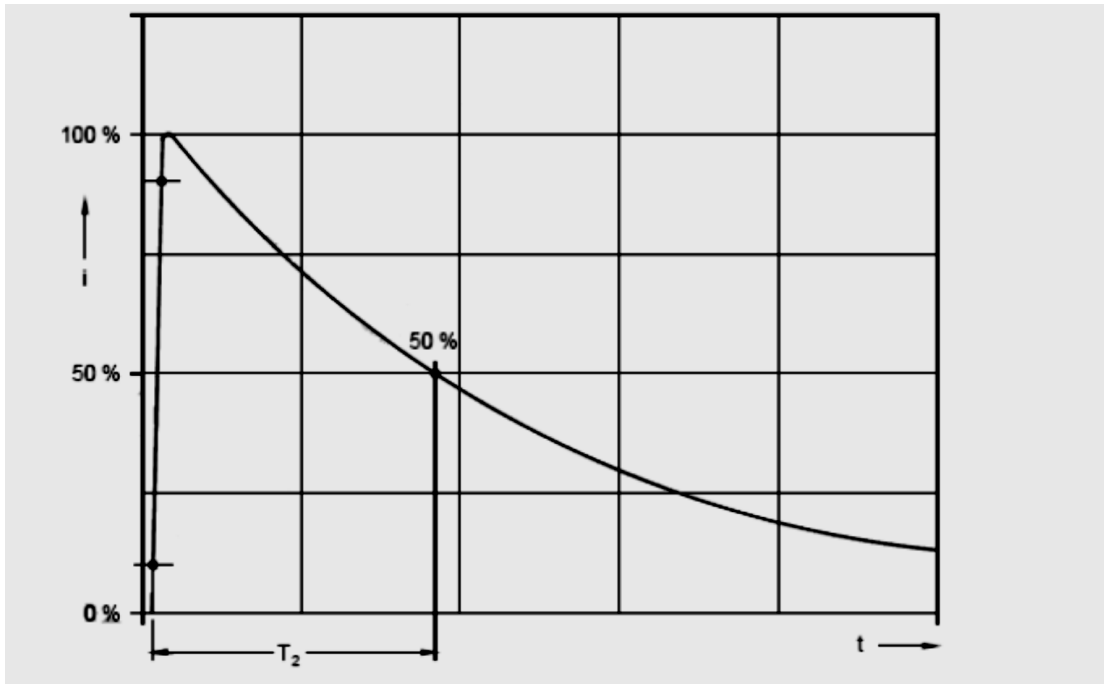
Una porción de energía de una descarga electroatmosférica se disipa en forma acústica llamada trueno, otra en forma de calor alcanzando una temperatura en el canal de descarga de 15k°C a 30k°C. Otro efecto muy importante del rayo es el efecto inductivo o  $di/dt$  máximo debido a la ley de Lenz:

$$V = -L (di/dt)$$

Una nube llega a cargarse eléctricamente hasta el punto que la diferencia de potencial nube-tierra es tan grande que produce un arco o rayo. Este rayo puede tener muchas formas de onda, pero la curva característica de la corriente de un rayo definida por la IEEE Std 4-1978, se muestra en la figura 10 y se le conoce como “curva 8 x 20 “. La gráfica muestra que el tiempo de subida al punto máximo de la descarga es de apenas 8  $\mu$ s, mientras que en 20  $\mu$ s la descarga decae al 50% de su intensidad pico.

Como protección contra los efectos de las descargas electroatmosféricas se utilizan pararrayos que pueden ser activos o pasivos.

Figura 10. Onda 8 x 20  $\mu$ s, forma de onda corriente de rayo



Fuente: presentación pararrayos en:

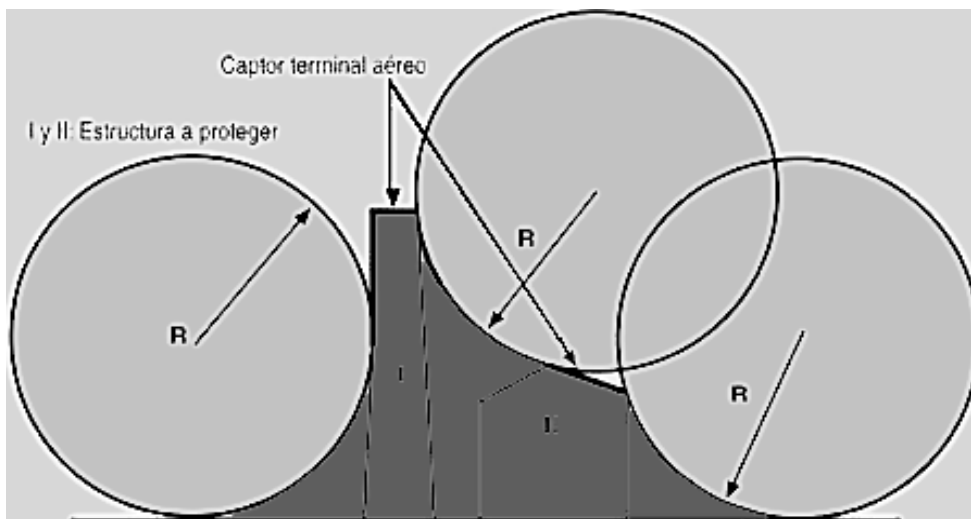
[http://www.geiico.com.co/geiico/Publica/Upload/Publico//3\\_parte\\_1\\_rayo.pdf](http://www.geiico.com.co/geiico/Publica/Upload/Publico//3_parte_1_rayo.pdf). Consulta: julio de 2012.

Los pararrayos activos cuentan con un dispositivo que ioniza el aire alrededor de la punta, propiciando la descarga de rayo en ese punto específico, mientras que los pararrayos pasivos, consisten básicamente en puntas de cobre llamadas “puntas Franklin”, las cuales se instalan en la parte superior de edificaciones, torres o estructuras.

Las puntas Franklin deben montarse a no menos de 250 milímetros de la parte más alta a proteger, calculando su área de protección por el “método de las esferas rodantes”.

Este método utiliza el criterio de rotar una esfera imaginaria de 45 metros de diámetro, siendo al área protegida la contenida en la parte tangente inferior al perímetro de la esfera. El método se ilustra en la figura 11.

Figura 11. **Método de la esfera rodante**



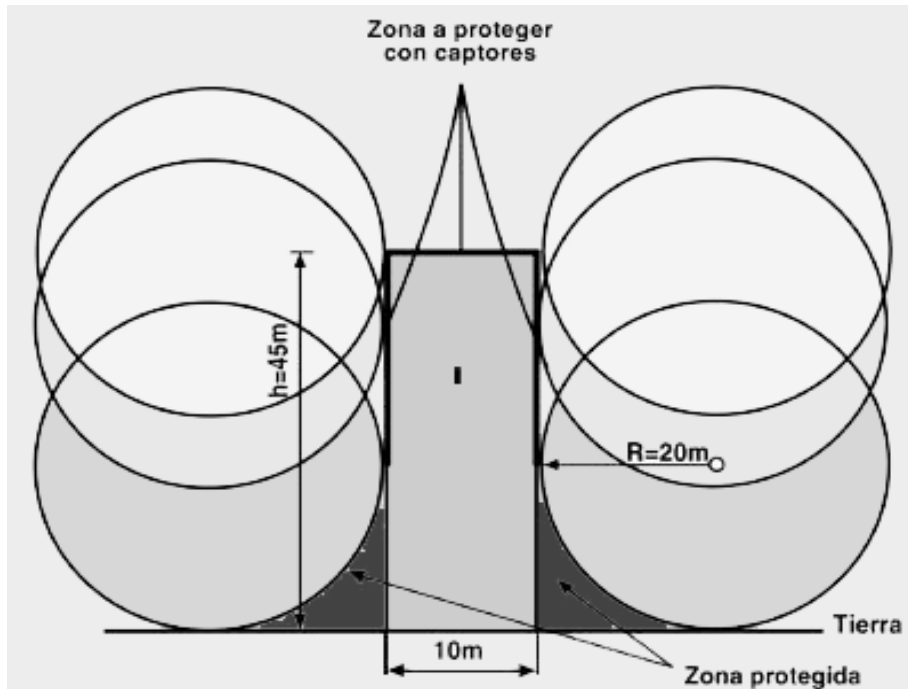
Fuente: Instalación de Pararrayos en:

<<http://www.arquimaster.com.ar/articulos/articulo51.htm>>Consulta: julio de 2012.

Como se observa en la figura 11, el área resultante (oscura) bajo las esferas imaginarias es el área protegida.

Este método es válido para proteger estructuras de hasta 45 metros de altura; para alturas superiores se debe considerar la instalación de puntas adicionales a altura intermedias. En la figura 12 se muestra la aplicación del método para alturas mayores a 45 metros, donde es necesario utilizar un arreglo de doble esfera.

Figura 12. Método de la esfera rodante para alturas mayores a 45 metros



Fuente: Instalación de Pararrayos en: <<http://www.arquimaster.com.ar/articulos/articulo51.htm>>.  
Consulta: julio de 2012.

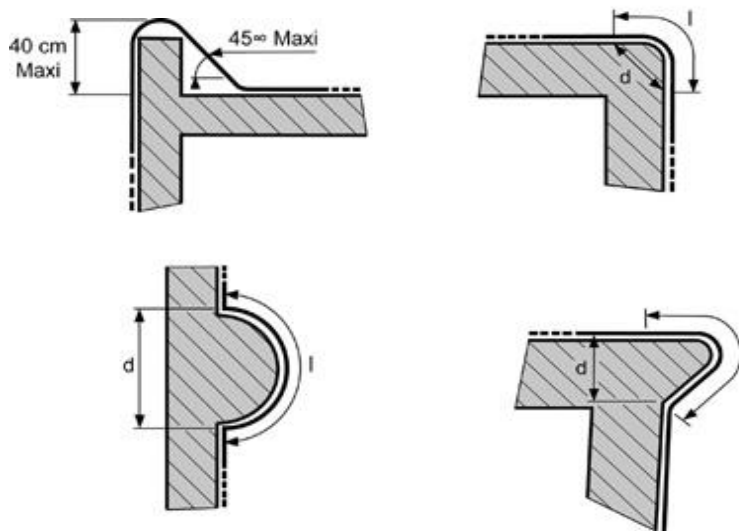
El NEC establece como máxima impedancia permisible para sistemas de puesta a tierra 25 ohms, mientras que la industria de las telecomunicaciones requiere de un valor menor a 5 ohm para salas de equipos y menor a 1 ohm para sistemas contra descargas electroatmosféricas. Estos valores son difícilmente obtenidos en campo, por lo que se recurre al tratamiento de suelos mediante el uso de:

- Bentonita
- Mejoradores de suelo
- Concretos conductivos
- Sales

Cada método es funcional, pero se debe considerar el impacto que tendrá a largo plazo por la interacción química con el cobre y contaminación de mantos freáticos. En la actualidad se tiende a utilizar componentes especialmente diseñados para mejorar la conductividad de suelo, consistente básicamente en concretos conductivos.

Otro aspecto importante a considerar, es el conductor bajante del pararrayos que según el NEC debe ser mínimo calibre 2 AWG de cobre trenzado y desnudo. La curvatura del bajante no debe tener un radio menor a 203 milímetros (8 pulgadas) ni un ángulo menor a  $90^\circ$ . En la figura 13 se muestra las distintas formas de instalación de bajantes de pararrayos.

Figura 13. **Fijaciones permitidas para bajantes de pararrayos**

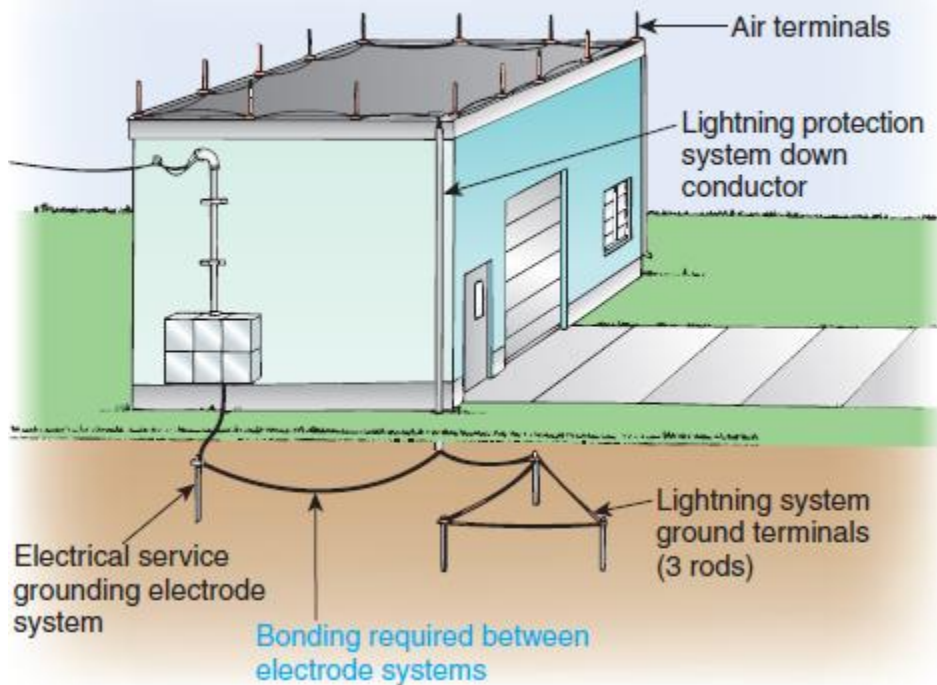


Fuente: Instalación de Pararrayos en: <<http://www.arquimaster.com.ar/articulos/articulo51.htm>>.

Consulta: julio de 2012.

El NEC exige en su sección 250.106 que la malla o electrodos específicos de pararrayos se interconecten con los otros sistemas existentes o futuros, para garantizar la equipotencialidad. En la figura 14 se muestra la correcta interconexión entre el bajante del pararrayos y la malla existente en una instalación tipo industrial.

Figura 14. **Interconexión entre el SPT de pararrayos y otros SPT**



Fuente: NEC. Sección 250.106. p. 226.

En las azoteas de edificios se colocan una serie de puntas Franklin alrededor del perímetro de ésta formando una “corona”, para garantizar que toda el área estará efectivamente protegida. En la figura 14 se muestra el arreglo.



## **2. MÉTODOS DE MEDICIÓN DE SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA**

### **2.1. Resistencia de un electrodo instalado en el suelo**

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

- La resistencia del propio electrodo
- La resistencia de contacto entre el conductor y el electrodo
- La resistencia de contacto del electrodo con el suelo (resistencia inter-superficial).
- La resistencia del suelo (desde el área inter-superficial hasta el infinito), siendo ésta última la que predomina en las mediciones de resistencia a tierra.

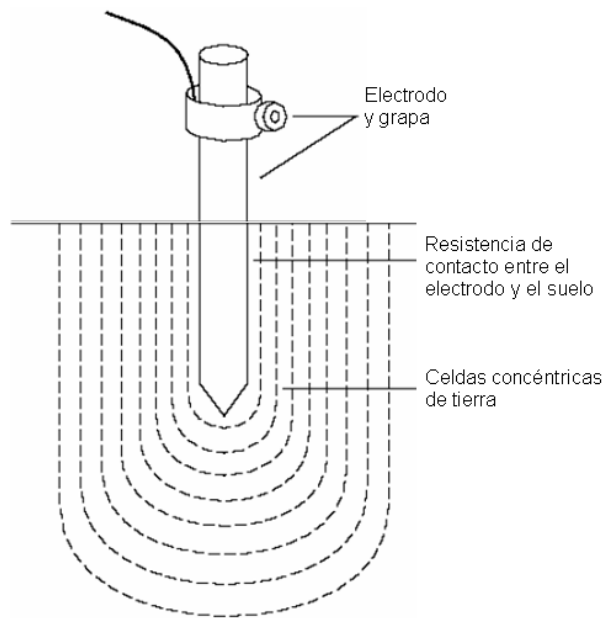
La resistencia propia del electrodo y su conexión es muy baja, ya que los electrodos, conductores y conectores son fabricados de materiales altamente conductivos como el cobre. La resistencia de contacto entre el electrodo y el suelo (resistencia inter-superficial) es también bastante baja, esto si el electrodo está firmemente enterrado y libre de pintura, grasa, etc.

La resistencia con el suelo circundante es el valor más representativo obtenido en cualquier medición de resistencia a tierra.

El electrodo es rodeado por conos concéntricos de un mismo espesor, como se observa en la figura 15. Los conos más cercanos al electrodo tienen menor área y por tanto mayor resistencia. Cada cono subsecuente posee

mayor área y contribuyen con menor resistencia. Finalmente hay un punto donde la suma de los conos más lejanos no implica un aumento apreciable en la resistencia total del electrodo de tierra.

Figura 15. **Área de influencia de un electrodo simple respecto el terreno circundante**



Fuente: *LEM Instruments, Technical Specs.* p.3.

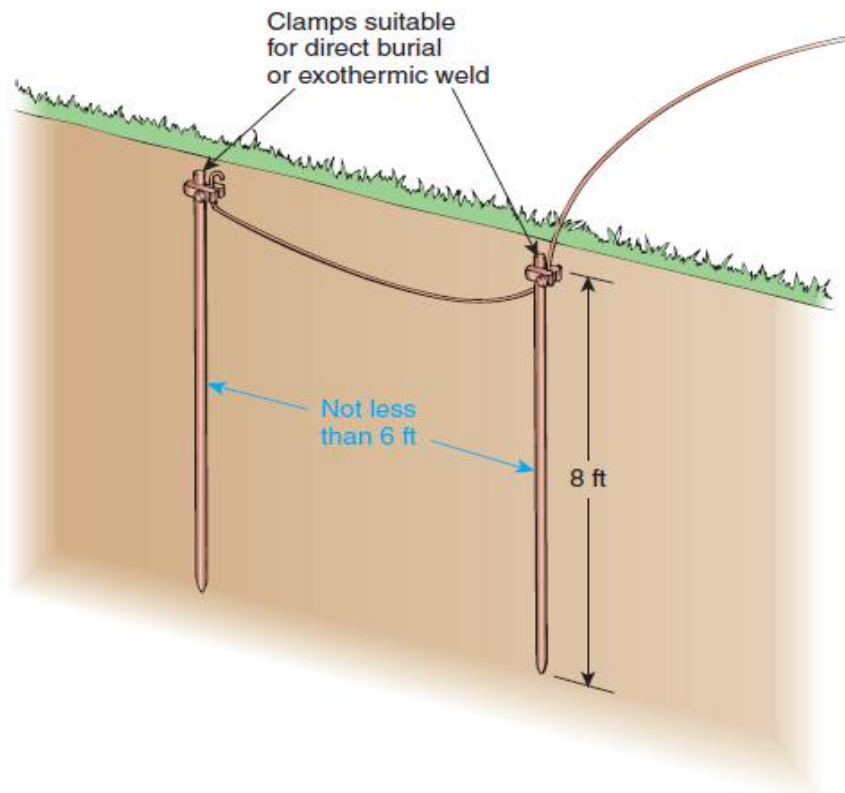
De aquí se observa que la corriente conducida por un electrodo, va atravesando sucesivamente capas o conos cuya resistencia decrece conforme la distancia aumenta.

Las capas de mayor radio contribuyen poco en la resistencia total, que dependerá esencialmente de las capas más próximas al electrodo.

Otro factor a tomar en cuenta cuando se trabaja con electrodos tipo jabalina es la proximidad de unos con otros. La separación mínima entre

electrodos indicada por el NEC en su sección 250.56 debe ser de 1,8 metros (6 pies), según se muestra en la figura 16.

Figura 16. **Separación mínima entre electrodos verticales**



Fuente: NEC. Sección 250.56, p. 211.

Al trabajar en un arreglo de varios electrodos en paralelo, la resistencia total no disminuye si estos están muy próximos entre sí. Esto se debe al área de influencia que tiene cada electrodo, necesaria para disipar una corriente de cualquier índole, porque de lo contrario, habrá una superposición de áreas de influencia aumentando la resistencia del arreglo. Este fenómeno se debe tener en cuenta no sólo al diseñar un sistema de varios electrodos, sino también

en el momento de colocar las jabalinas de prueba cuando se realizan mediciones de resistencia de un SPT.

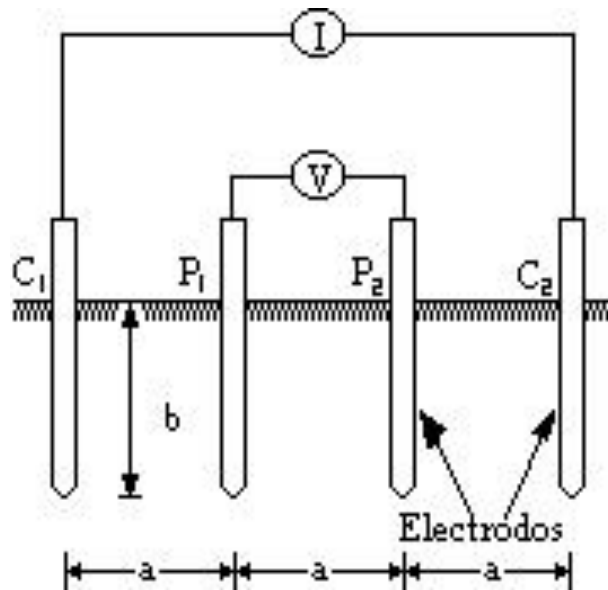
## **2.2. Métodos para medir la resistividad del suelo**

El punto de partida para el adecuado diseño de un sistema de puesta a tierra, es la resistividad del suelo donde será instalado, ya que será el medio conductor y disipador de las corrientes producto de descargas electroatmosféricas, corto circuitos, etc. Un suelo con baja resistividad proyectará una eficiente y segura red de puesta a tierra, mientras que un suelo con alta resistividad requerirá de mayor trabajo de diseño e inversión en materiales y aditivos. Los métodos más confiables para realizar la medición de éste importante dato son: método Wenner y método Schlumberger.

### **2.2.1. Método Wenner o método de los cuatro puntos**

Este método fue desarrollado por Frank Wenner del *US Bureau Of Standards* en 1915 y que considera la utilización de cuatro jabalinas dispuestas horizontalmente separadas a una distancia específica. En la figura 17 se describe gráficamente el método de Wenner.

Figura 17. **Aplicación del método Wenner**



Fuente: *Metrel Meters*. Manual de usuario. p.15.

Los electrodos o jabalinas, deben ser colocados en línea recta de forma equidistante con un espaciamiento  $a$  y una misma profundidad  $b$ . Las mediciones dependerán de la distancia entre electrodos y del contacto de éstos con la tierra.

La profundidad  $b$  no debe exceder un décimo de la distancia  $a$ , según la relación:

$$b < a / 10$$

El método consiste en establecer una diferencia de potencial entre los puntos C1 y C2, haciendo circular una corriente conocida entre estos electrodos de prueba. La circulación de esta corriente conocida a través del suelo establecerá una diferencia de potencial en este, siendo medida por los electrodos de prueba P1 y P2.

Utilizando estos valores y aplicando la muy conocida Ley de Ohm, encontramos el valor de resistencia del suelo.

El valor de la resistividad del terreno queda determinado por la siguiente ecuación:

$$\rho := \frac{4 \cdot \pi \cdot A \cdot R}{\left[ 1 + \frac{2 \cdot A}{(A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}} \right] - \frac{2 \cdot A}{(4 \cdot A^2 + 4 \cdot B^2)^{0.5}}}$$

Donde

$\rho$  : Resistividad promedio a la profundidad (A) en ohm-m

A : Distancia entre electrodos en metros.

B : Profundidad de enterrado de los electrodos en metros

R : Lectura del terrómetro en ohms.

Si la distancia enterrada  $b$  es pequeña comparada con la distancia de separación entre electrodos  $a$ , hasta que se cumpla la relación  $a > 20b$ , la siguiente fórmula simplificada se puede aplicar:

$$\rho = 2\pi \cdot a \cdot b \quad (\text{si } b \ll a)$$

Como los resultados de las mediciones son normalmente afectados por materiales metálicos enterrados, se recomienda realizar la medición varias veces cambiando el eje de los electrodos unos 90°. Cambiando la profundidad y distancia de los electrodos se puede tener un valor de resistividad más aproximado al real y con ello un mejor diseño del sistema de puesta a tierra a construir.

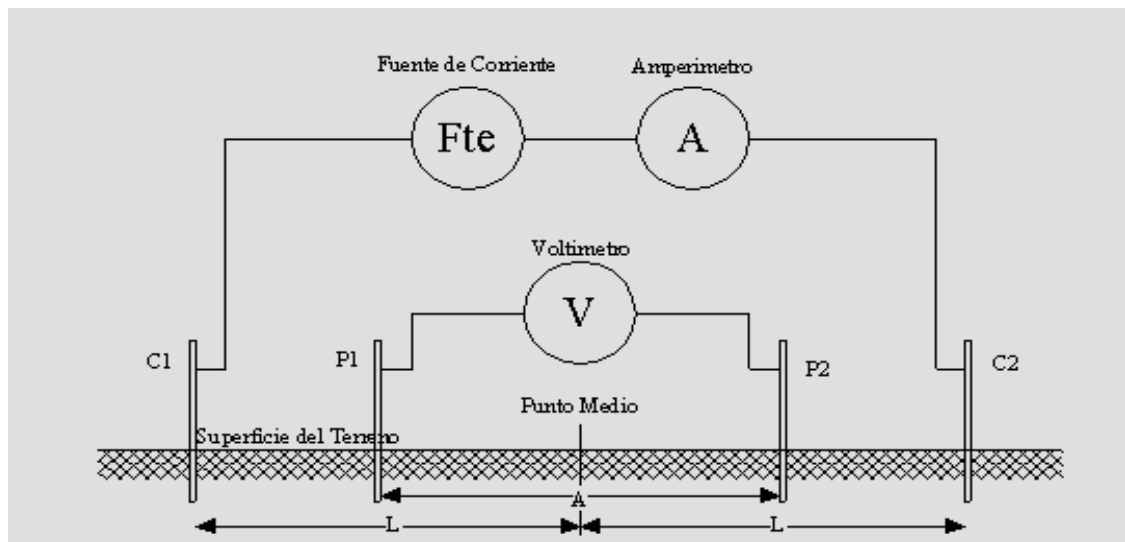
La medición de la resistividad del suelo es comúnmente distorsionada por la existencia de corrientes de tierra y sus armónicas.

Para corregir esto, muchos equipos tienen un sistema de control de frecuencia que permite seleccionar la frecuencia de medición, para disminuir la cantidad de ruido y así obtener una medición más real.

### 2.2.2. Método Schlumberger

Este método es una variación del método Wenner, y consiste en hacer circular una corriente entre los terminales C1 a C2 y por consecuencia aparece una diferencia de potencial entre los terminales P1 y P2. La diferencia radica en que éste método toma en cuenta las distancias entre el centro del arreglo y los electrodos de corriente C1 y C2, utilizando además otra fórmula para el cálculo de resistividad. El método se muestra en la figura 18.

Figura 18. Método Schlumberger



Fuente: *Metrel Meters*. Manual de usuario. p.12.

Se deben tomar en cuenta algunas restricciones como las siguientes:

- La profundidad de enterramiento “h” de los electrodos no será mayor que 10 cm., para cuando “L” sea igual o menor que 10 m. Cuando “L” es mayor a 10 mt, la profundidad de enterramiento “h” debe ser mayor que 10 cm, no sobrepasando los 20 cm.
- La separación “L” entre el centro de medición y los electrodos de corriente “C1” y “C2”, y la separación “A” entre los electrodos se irán variando, y tomando las lecturas respectivas de acuerdo al tamaño del terreno.
- Se debe calcular la resistencia en cada medida, esta se establece por la ley de Ohm:

$$R = \frac{\Delta V}{I}$$

Donde:

R : resistencia medida en Ohm.

$\Delta V$ : diferencia de potencial entre P1 y P2, medida en Volt (V).

I : corriente que circula entre C1 y C2, medida en Amperes (A).

Para calcular la resistencia se usa la siguiente ecuación:

$$\rho = R \times \pi \times A \times \left( \left( \frac{L}{A} \right) - 0.25 \right)$$

Donde:

$\rho$ : resistividad (Ohm-m).

R: resistencia (Ohm)

L: distancia de los electrodos de corriente con respecto al punto central.

A: distancia de los electrodos de potencia con respecto al punto central.



### **2.3. Métodos para medir la resistencia de un sistema de puesta a tierra**

Para determinar que un SPT ofrece un camino adecuado para drenar las corrientes de falla a tierra, es necesario medir la resistencia total de este. Para ello existen varios métodos, lo cuales son aplicables según el tipo de instalación. Puede ser que uno de estos métodos sea útil para obtener la medición de un sistema de tierras instalado en un campo de golf, mientras que sea totalmente impráctico para medir un sistema de tierra instalado en el sótano de un edificio. Debido a lo anterior, se analizarán las características y los criterios de selección de los principales métodos de medición de resistencia de un SPT. En todos los métodos, se denomina como PAT, al electrodo de puesta a tierra bajo estudio.

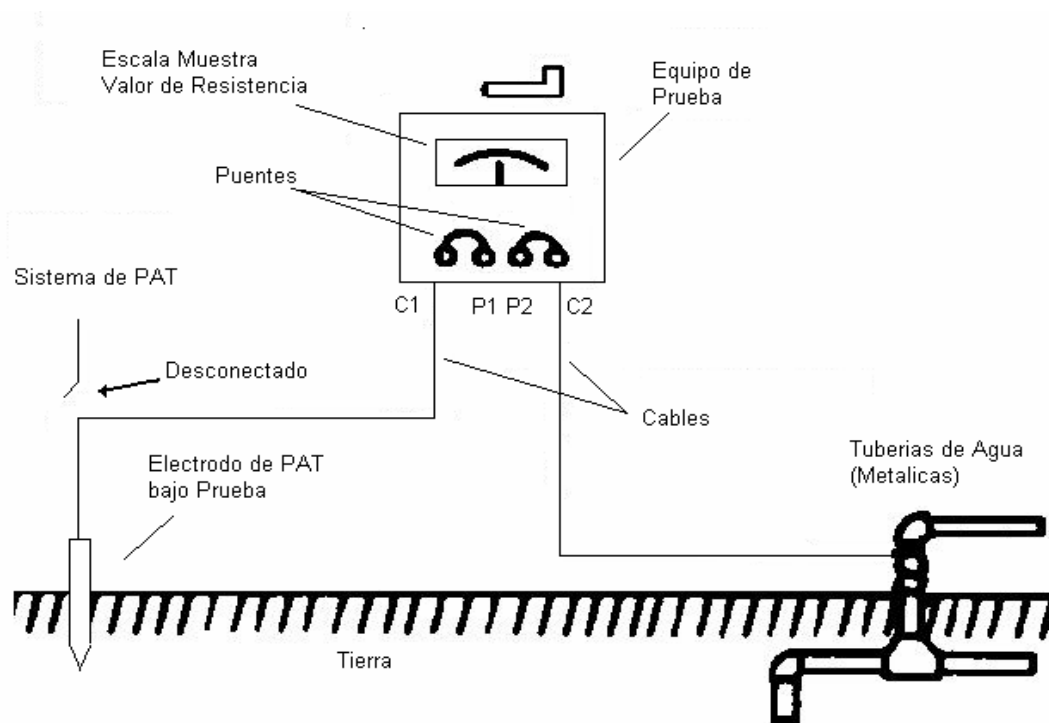
#### **2.3.1. Método de los dos puntos**

En este método se mide el total de la resistencia del electrodo en estudio más la resistencia de un electrodo auxiliar. La resistencia del electrodo auxiliar se considera muy pequeña comparada con la del electrodo en estudio.

Por tanto el resultado de la medición es tomado como la resistencia del electrodo en estudio. Normalmente este método se utiliza para determinar la resistencia de un electrodo simple en un área residencial, donde se tiene además un sistema de suministro de agua que utiliza tuberías metálicas (electrodo auxiliar) sin conexiones o aislantes plásticos. La resistencia del sistema de suministro de agua en el área se asume muy pequeña (alrededor de 1 Ohm) en comparación con la resistencia máxima permitida para un electrodo simple (alrededor de 25 Ohm).

En la figura 19 se ilustra esta técnica. Obsérvese que los terminales C1 y P1 y los terminales C2 y P2 son unidos mediante un puente para realizar esta medición.

Figura 19. Método de los dos puntos



Fuente: *LEM Instruments. Technical Specs.p.4.*

Este método tiene algunos inconvenientes, como el hecho de que cada vez más los sistemas de suministro de agua en áreas residenciales utilizan tuberías plásticas, con lo que se hace más difícil conseguir una tierra auxiliar.

Por otra parte, no siempre se conoce el recorrido de las tuberías de agua, por lo que las áreas de resistencia del electrodo en estudio y las del electrodo auxiliar podrían superponerse dando como resultado errores en la lectura.

### **2.3.2. Método de los tres puntos**

En este método se utilizan dos electrodos auxiliares con resistencias  $R_y$  y  $R_z$ . Estos dos electrodos se colocan de tal forma que conformen un triángulo con el electrodo en estudio  $R_x$ .

Se miden las resistencias entre cada electrodo y los otros dos, y se determina la resistencia del electrodo en estudio mediante la siguiente fórmula:

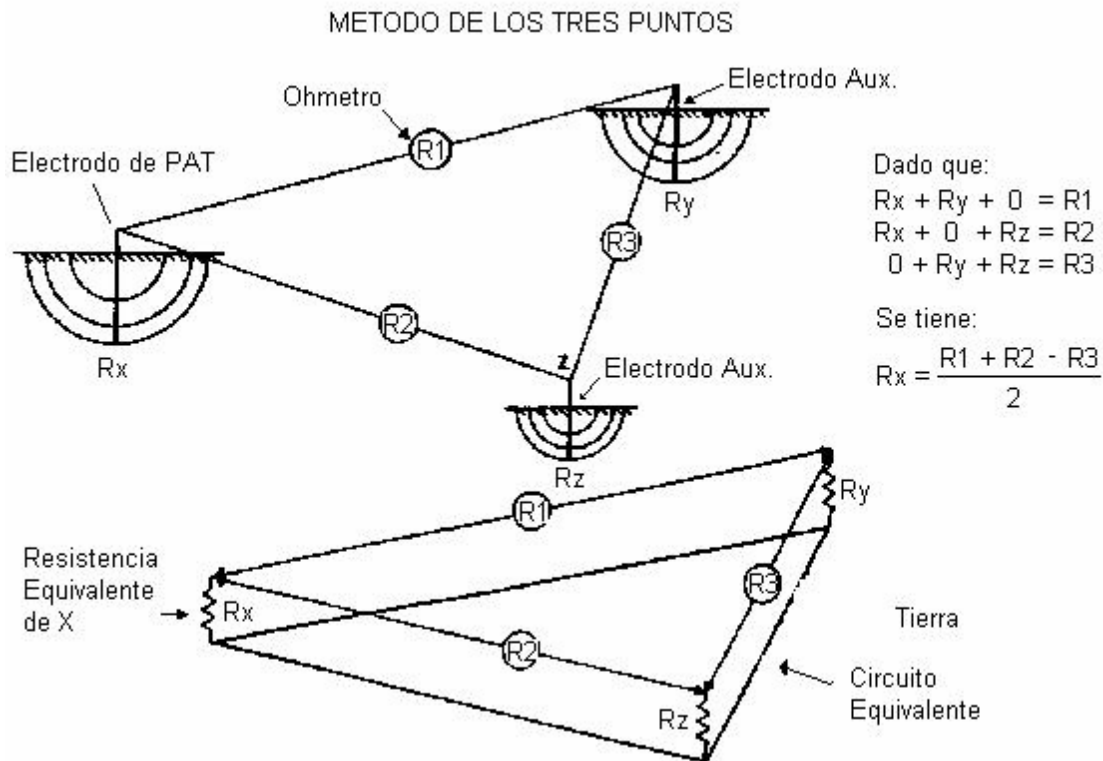
$$R_x = (R_1 + R_2 - R_3) / 2$$

Donde

$R_1$ ,  $R_2$  y  $R_3$  valores de resistencias determinados por la figura 20.

En este método se trata de utilizar electrodos auxiliares que se presume, sean de resistencia similar al electrodo en estudio para obtener mejores resultados. En la figura 20 se indican las ecuaciones necesarias para el cálculo de las variables  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_3$ .

Figura 20. **Método de los tres puntos con sus respectivas ecuaciones**



Fuente: Sistemas de tierra en <<http://ruelsa.com/sistema-de-tierra/metodos-de-medicion/html/>>.  
 Consulta: mayo de 2012.

Los electrodos auxiliares deben quedar lo suficientemente alejados entre sí de modo que no existan superposiciones de área de influencia, alterando los resultados. Se recomienda una distancia entre electrodos de 8 metros o más cuando se estudie un electrodo simple.

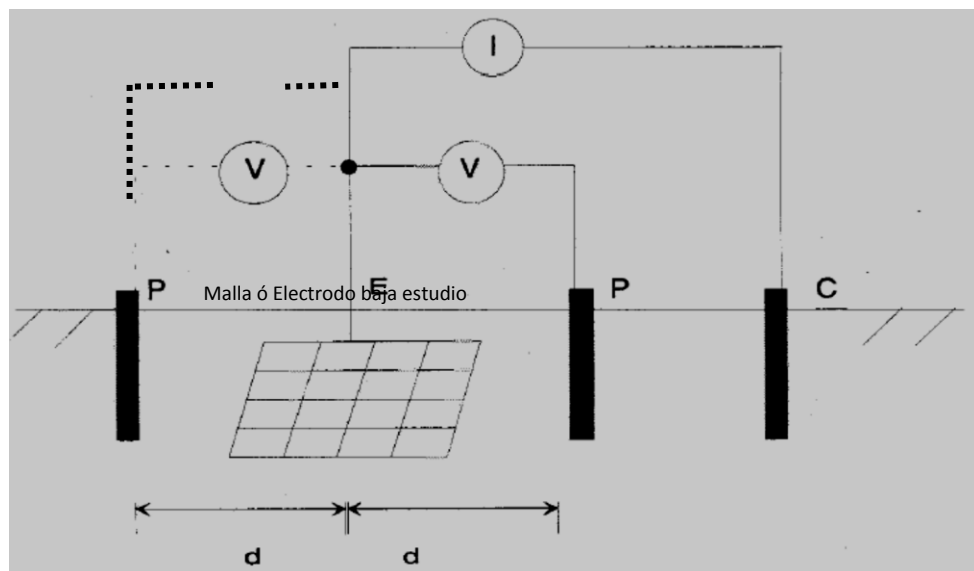
En este método existen influencias marcadas por objetos metálicos enterrados y no existe forma de eliminar dicha influencia. Tampoco es muy efectivo a la hora de evaluar valores bajos de resistencia o valores de resistividad muy altos del terreno.

Otra desventaja es que en este método se considera que el terreno es completamente homogéneo en toda la superficie bajo análisis, lo cual es impráctico. Por estas razones este método es poco utilizado, sin embargo, puede ser útil cuando existen limitaciones de espacio y no se pueden colocar los electrodos en línea recta para realizar una medición con el método de caída de potencial.

### 2.3.3. Método de caída de potencial o del 62%

Este es el método más utilizado y consiste en pasar una corriente entre el electrodo o sistema de puesta a tierra a medir y un electrodo de corriente auxiliar C, midiendo la diferencia de potencial resultante mediante el electrodo auxiliar P. El método se muestra en la figura 21.

Figura 21. Método de caída de potencial o del 62%



Fuente: Sistemas de tierra en <<http://ruelsa.com/sistema-de-tierra/metodos-de-medicion/html/>>.

Consulta: mayo de 2012.

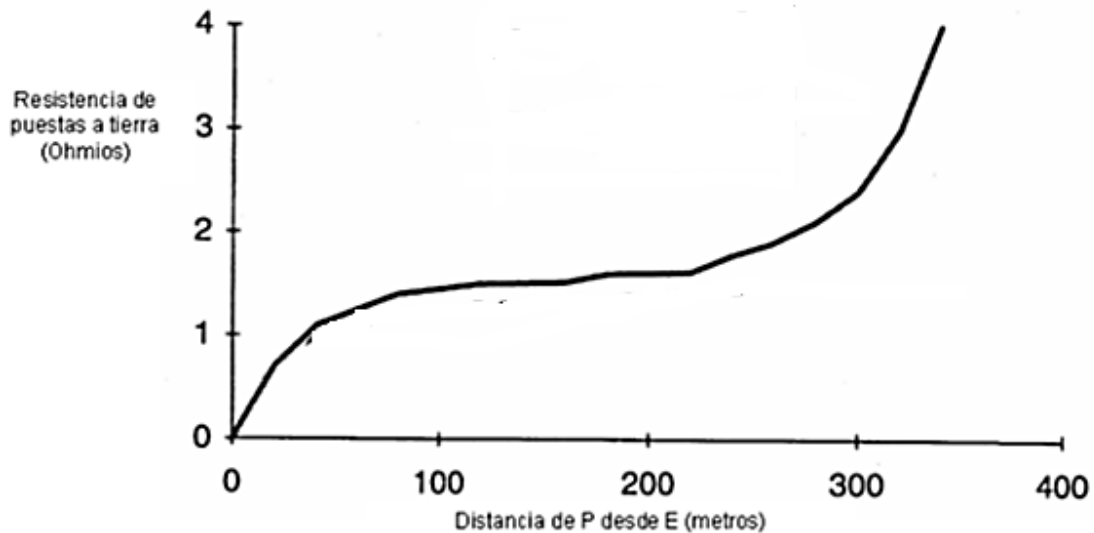
Para minimizar la influencia entre electrodos, el electrodo de corriente C, se coloca a una distancia lo más alejado posible del SPT bajo análisis. Típicamente ésta distancia debe ser cinco veces superior a la diagonal más grande del SPT. Cuando no se conoce con exactitud la ubicación específica de todos los electrodos de la malla bajo estudio, mediante una inspección visual se determinará cuáles son los electrodos más distantes entre sí, y la distancia medida entre ellos será la diagonal del SPT.

El electrodo de tensión P, debe ser colocado en la misma dirección del electrodo de corriente C, pero también puede ser colocado en la dirección opuesta como lo ilustra la figura 21. En la práctica, la distancia “d” para el electrodo de tensión P se elige al 62% de la distancia del electrodo de corriente C. Esta distancia está basada en la posición teóricamente correcta para medir la resistencia exacta del electrodo para un suelo de resistividad homogénea.

La localización del electrodo de tensión P es muy crítica. La manera más práctica de determinar si el electrodo de tensión está fuera de la zona de influencia de los demás electrodos, es obtener varias lecturas de resistencias moviendo el electrodo de tensión P en varios puntos entre el SPT bajo estudio y el electrodo de corriente C, en la misma dirección de éste último. Dos o tres lecturas constantes y consecutivas pueden asumirse como representativas del valor de resistencia verdadera.

La figura 22 muestra una gráfica típica de resistencia contra distancia del electrodo de tensión P. La curva muestra como la resistencia es cercana a cero cuando P se acerca al SPT bajo análisis y se aproxima al infinito hacia la localización del electrodo de corriente C. El punto de inflexión en la curva corresponderá a la resistencia del SPT bajo estudio, aproximadamente al 62% de la distancia entre el SPT y el electrodo C.

Figura 22. **Curva del 62%, que muestra la distancia óptima del electrodo P desde el SPT bajo estudio**



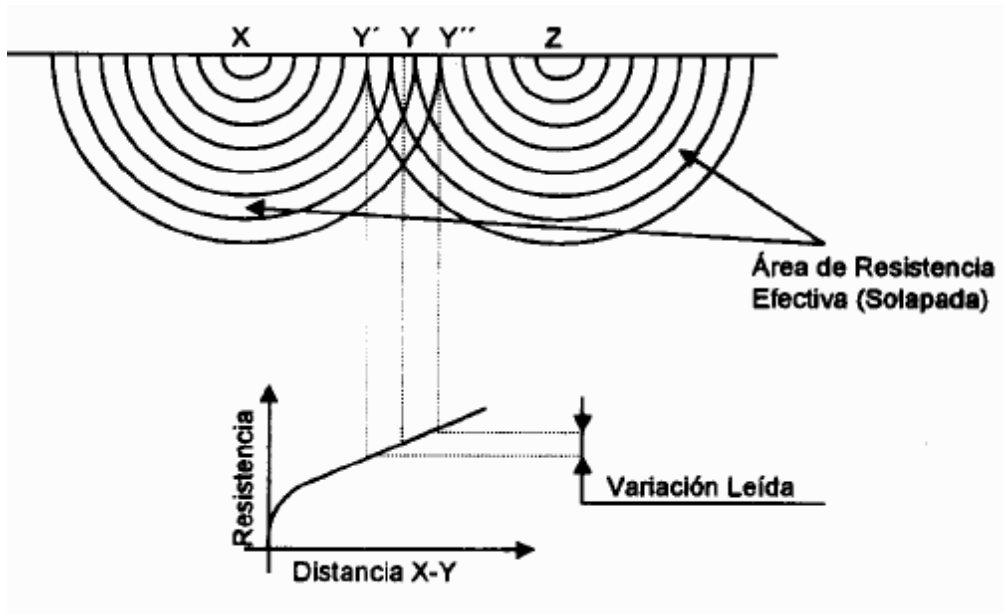
Fuente: Sistemas de tierra en <<http://ruelsa.com/sistema-de-tierra/metodos-de-medicion/html/>>.  
Consulta: mayo de 2012.

### 2.3.3.1. Gradientes de potencial

La medición de la resistencia del SPT por el método de caída de potencial, genera gradientes de potencial en el terreno producto de la inyección de corriente por tierra a través del electrodo de corriente C.

Por ello, si el electrodo de corriente C, el de potencial P y el sistema del SPT se encuentran muy cercanos entre sí, existirá superposición entre los gradientes de potencial generados por cada electrodo, resultando una curva en la cual el valor de resistencia medida se incrementará con respecto a la distancia, tal como se muestra en la figura 23.

Figura 23. **Gradientes de potencial generados por la inyección de corriente por los electrodos C, P y el SPT**



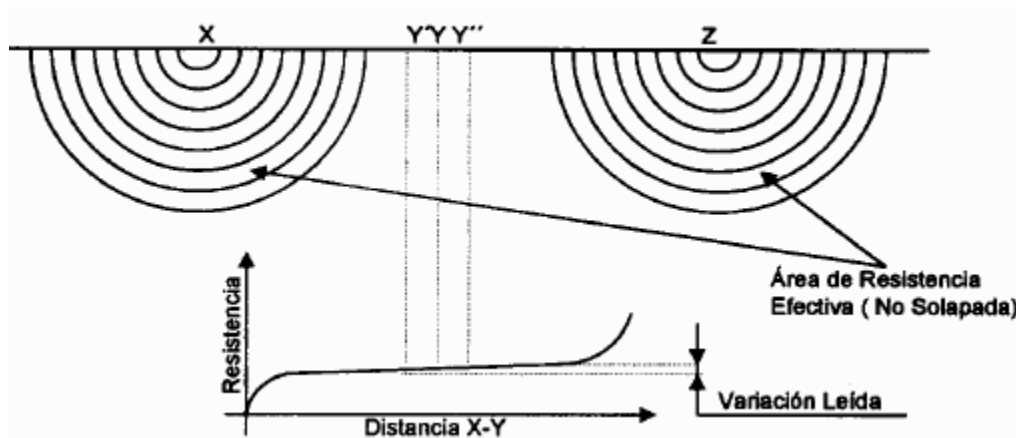
Fuente: *MetrelMeters*. Manual de usuario. p.8.

Al ubicarse los electrodos de prueba a una distancia lo suficientemente lejos del sistema del SPT, la variación de posición del electrodo de potencial P, desde el SPT hasta el electrodo de corriente C, no producirá superposición entre los gradientes de cada electrodo, originándose entonces una curva como la mostrada en la figura 24.

En figura 24 también se observa que existe una porción de la curva que permanece casi invariable, la cual será más prolongada o corta dependiendo de la separación de los electrodos de corriente C (z) y del SPT (x). El valor de resistencia asociada a este sector de la curva deberá tomarse como el valor correcto de la resistencia de puesta a tierra del electrodo o malla bajo estudio.



Figura 24. **Gradientes de potencial resultante a una distancia mayor entre electrodos C, P y SPT**



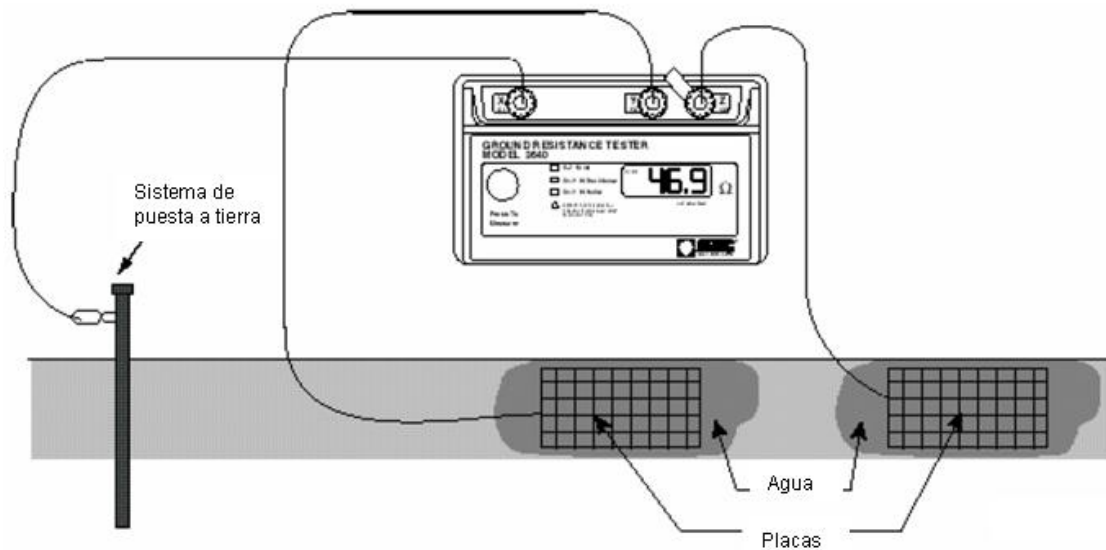
Fuente: *MetrelMeters*. Manual de usuario. p.8.

### 2.3.3.2. **Aplicación del método de caída de potencial en suelo rocoso o concreto**

Algunas veces el sistema de puesta a tierra se encuentra rodeado de suelos cubiertos por pavimentos, concreto o cemento y en los cuales no es fácil la colocación de los electrodos de prueba tipo varilla. En tales casos pueden usarse placas de cobre para reemplazar los electrodos auxiliares, y agua para remojar el punto y disminuir la resistencia de contacto con el suelo, como se ilustra en la figura 25.

Los procedimientos y restricciones para la implementación de este método de medición serán los mismos que para el método de caída de potencial visto anteriormente.

Figura 25. **Método de los tres puntos aplicado a suelos rocosos ó de concreto, auxiliándose de placas de cobre y agua**



Fuente: *Metrel Meters*. Manual de usuario. p.6.

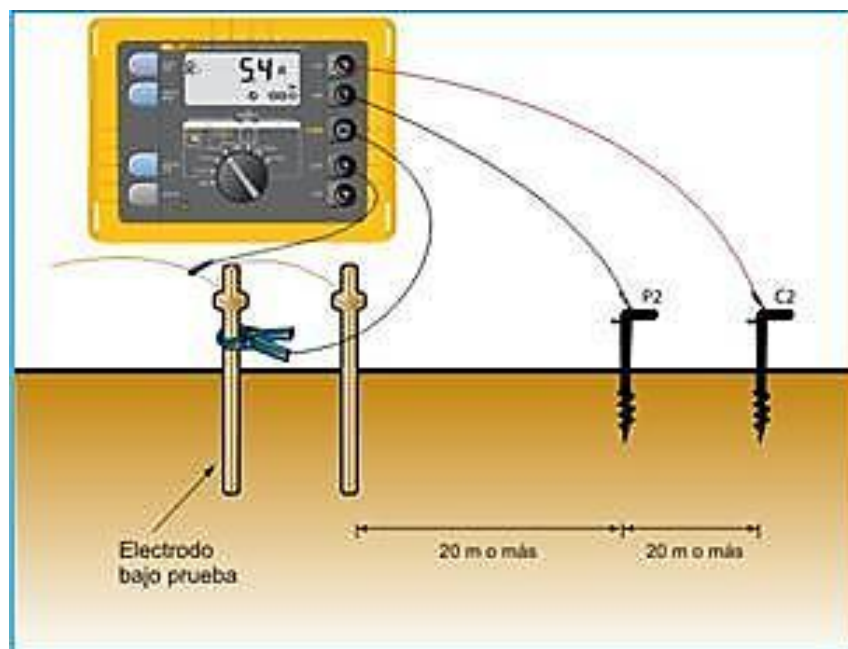
Las placas de cobre deberán ser dispuestas a la misma distancia en que se colocarían los electrodos auxiliares de acuerdo al método de la caída de potencial previamente descrito. Las dimensiones recomendadas de la placa deberán ser de 0,3 x 0,3 metros y espesor de ¼". Además, se deberá verter suficiente agua sobre las placas y el área circundante para disminuir la resistencia de contacto.

El principio de medición del 62% sigue siendo aplicable a este caso específico, así como la interpretación de los resultados obtenidos. Se debe tener presente la restricción del espaciamiento mínimo entre electrodos, para evitar errores en la medición de resistencia.

### 2.3.4. Método de dos puntos más pinza amperimétrica o selectivo

El método selectivo es una variante del método de caída del potencial y puede encontrarse en medidores de resistencia de tierra de gama alta. El arreglo se muestra en la figura 26.

Figura 26. Método de medición utilizando dos picas más una pinza amperimétrica, también llamada método selectivo



Fuente: FLUKE en <<http://fluke.com/medidores/resistencia-a-tierra/>>. Consulta: mayo de 2012.

Con este método no es necesario interrumpir el suministro de energía para realizar la prueba, ni someterse a los riesgos para la seguridad que supone desconectar el electrodo de un sistema bajo tensión.

Tanto el método de caída de potencial como el método selectivo utilizan picas para inyectar corriente y medir la caída de la tensión. Aplican las mismas reglas para la colocación de estas picas que en el método de la caída de potencial. Si se cumplen las condiciones para la regla del 62% es posible reducir el número de medidas. La principal diferencia con respecto al método de caída de potencial radica en que la comprobación selectiva permite medir de forma precisa la corriente que retorna por el electrodo bajo prueba.

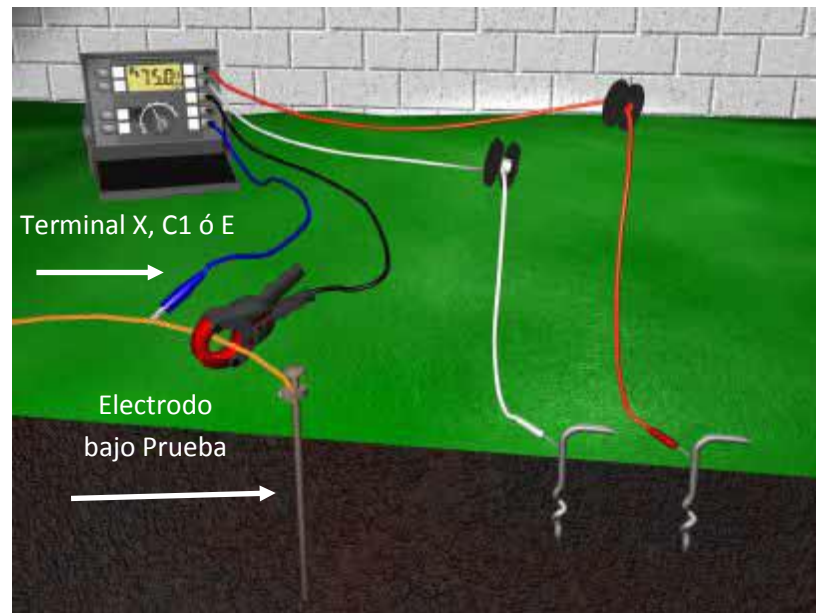
Dado que la estructura metálica del edificio está en contacto con el terreno y que el conductor de neutro de la instalación generalmente también lo está, resulta imposible conocer qué parte de la corriente inyectada desde la pica de inyección de corriente retorna por el electrodo bajo prueba.

La comprobación selectiva utiliza un transformador de corriente (pinza amperimétrica) de gran sensibilidad y precisión para medir la corriente de prueba en el electrodo que se desea comprobar, sin necesidad de desconectarlo de la instalación. El medidor selectivo emplea un filtro digital para la medición de corriente de retorno discriminando corrientes de distinta frecuencia a la de la prueba.

En la figura 27 se muestra una variante del método selectivo que adiciona la conexión de un cable en el electrodo de prueba, para así comparar la corriente medida por el cable y la pinza amperimétrica.

Como se observa, el electrodo bajo prueba no tiene que desconectarse para realizar la medición.

Figura 27. Variante de conexión del método selectivo



Fuente: AEMC en <<http://www.aemc.com/>>. Consulta: abril de 2012.

El terminal X, C1 o E (dependiendo del fabricante) del equipo se conecta aguas arriba de la pinza, pero aguas abajo de cualquier conexión en paralelo de otro electrodo de puesta a tierra.

La pinza debe estar sobre el suelo, sin ninguna interconexión aguas abajo de la misma. Al iniciar la medición se obtendrá la medida de resistencia de ese camino individual a tierra. Este es el valor de resistencia del electrodo en estudio en un sistema múltiple de puesta a tierra.

De esta forma se puede medir cada electrodo de puesta a tierra sin necesidad de desconectar cada uno de ellos para realizar la medición.

Para verificar los resultados y asegurarse de que los electrodos de prueba están fuera de las “esferas de influencia” de los demás electrodos se realiza una nueva medición colocando el electrodo de tensión, Y, P2 o S (dependiendo del fabricante), un metro hacia el electrodo bajo prueba o el electrodo de corriente.

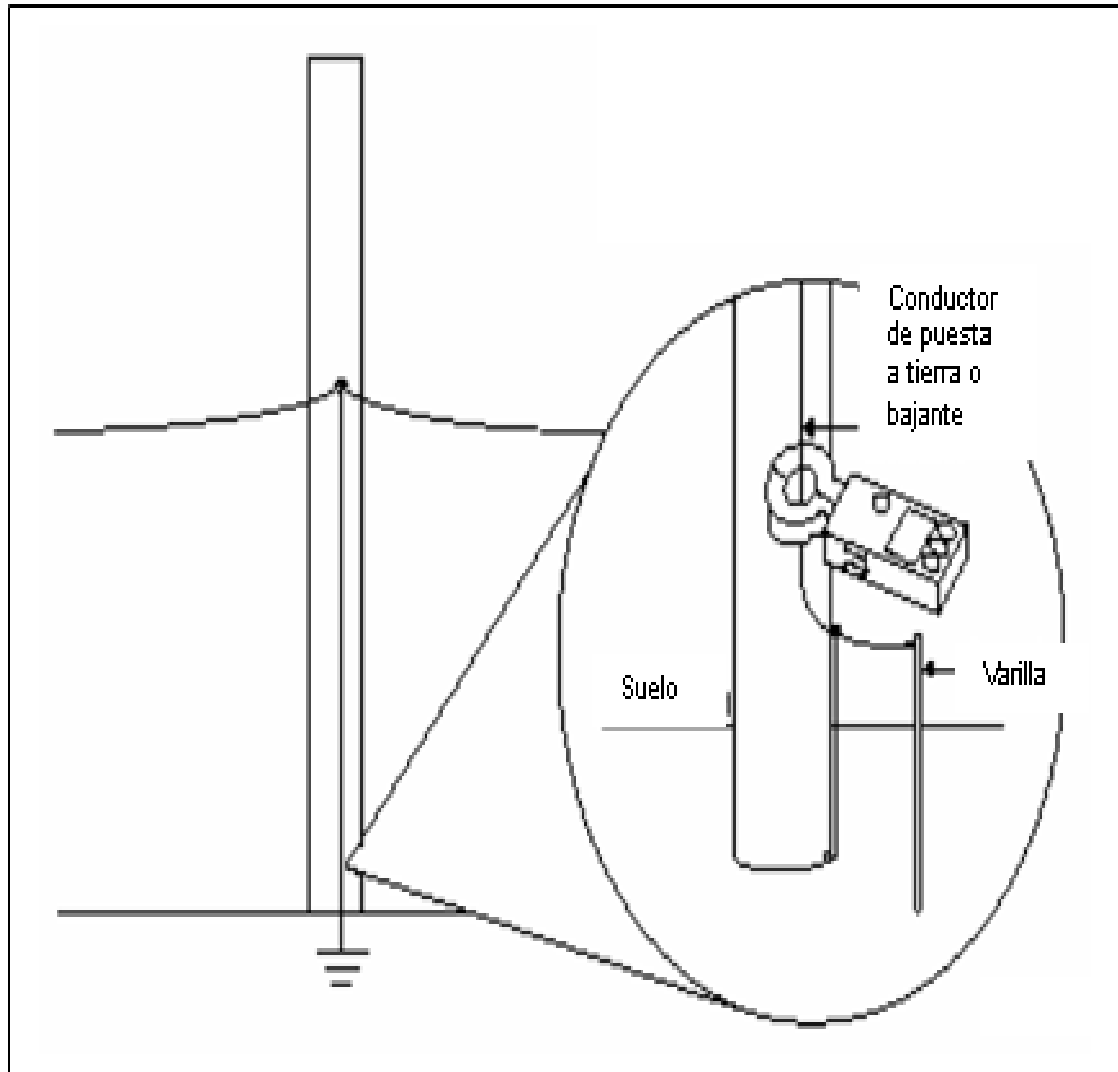
Si el valor de la resistencia permanece constante, las distancias entre los electrodos es suficiente. Si el valor de la resistencia varía considerablemente (30%), la distancia entre los electrodos debe ser aumentada y se repite el proceso hasta que el valor de la resistencia permanece constante al reubicar el electrodo de potencial y repetir la medición.

### **2.3.5. Método de inducción**

En la actualidad, este es el método más práctico para la medición de resistencia a tierra, aplicable principalmente en áreas urbanas o instalaciones donde resulta imposible la colocación de electrodos tipo jabalina.

El medidor consta de una fuente que induce unatensión en el electrodo bajo prueba y una unidad amperimétrica que mide la corriente de retorno. Dependiendo del fabricante, estas dos unidades pueden estar contenidas en un solo equipo o estar separadas en dos pinzas. En la figura 28 se muestra la forma típica en que se realiza la medición y donde se aprecia que no es necesario realizar ninguna desconexión y/o instalación de electrodos auxiliares, sino que solamente se coloca la pinza de forma que “abraze” el conductor del electrodo bajo estudio.

Figura 28. **Medición de resistencia a tierra por el método de inducción**

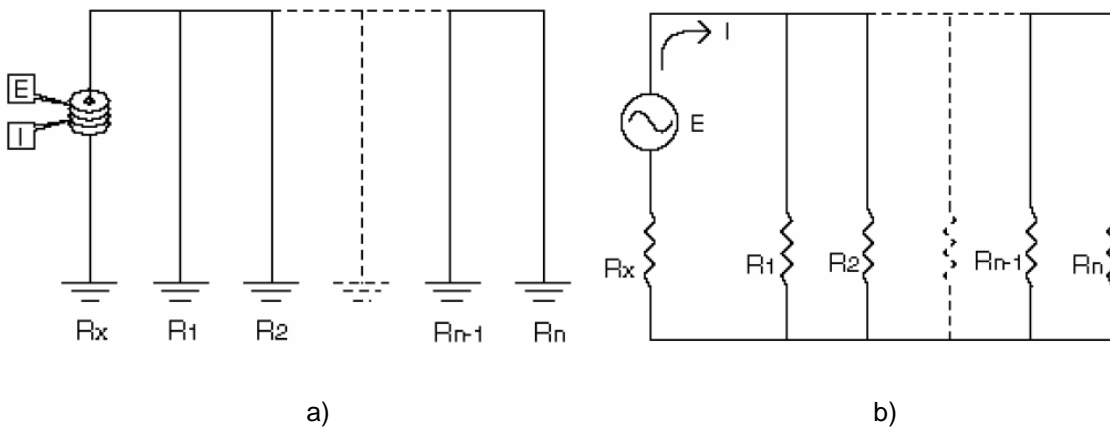


Fuente: AEMC en <<http://www.aemc.com/>>. Consulta: abril de 2012.

### 2.3.5.1. Principio de operación

El neutro de un sistema multiaterrizado puede ser representado como un circuito simple de resistencias en paralelo como el mostrado en la figura 29.

Figura. 29. **Representación de un sistema multiaterrizado a) Arreglo a nivel de conexiones b) Circuito equivalente**



Fuente: AEMC en <<http://www.aemc.com/>>.Consulta: abril de 2012.

Según el circuito equivalente, si una tensión “E” se aplicada al arreglo de resistencias por medio del electrodo bajo prueba, circulará una corriente resultante “I” que se dividirá en cada resistencia, pero que la suma retornará por el electrodo bajo prueba y que será medida por la parte amperimétrica del equipo. Típicamente los instrumentos poseen un oscilador de tensión a una frecuencia de 1,6 kHz y la corriente a la frecuencia generada es recolectada por un medidor de corriente.

La relación entre la tensión y la corriente es determinada por el instrumento y desplegada en forma digital, mostrando el resultado en Ohms. El método está basado en la suposición de que la impedancia equivalente del neutro del sistema multiaterrizado, excluyendo el electrodo bajo medida, es muy pequeña y puede ser asumida igual a cero. Con esta suposición, la lectura obtenida se asume como la resistencia del electrodo bajo prueba.



Ahora bien, el asumir como despreciable la resistencia equivalente de los demás electrodos, cables, conexiones, etc., daría como resultado un sistema un poco impráctico. Por ello, se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

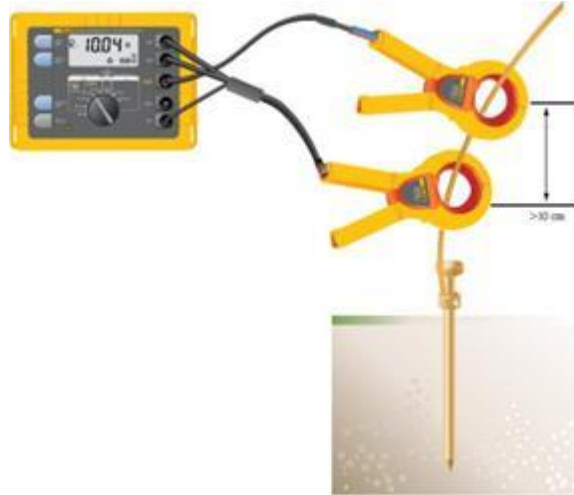
- La aplicación es limitada a electrodos conectados a sistemas multiaterrizados de baja impedancia.
- Conexiones corroídas o partidas del neutro del sistema (o cable de guarda) pueden influenciar las lecturas.
- No es aplicable a sistemas de puesta a tierra aterrizados en múltiples puntos en un área relativamente pequeña, y donde éstos se encuentran muy cercanos entre sí. (torres de transmisión o mallas de subestaciones).
- Ruido de alta frecuencia en el sistema podría influenciar las lecturas.
- Conexiones deterioradas con el electrodo de puesta a tierra.

También se pueden obtener lecturas bajas debido a la interacción con otros electrodos muy cercanos, como conductos enterrados, tuberías de agua, etc. La calidad de la medida depende del número de rutas paralelas, que no deben tener interacción con el electrodo que se pretende medir. Si un edificio con sistema TN sólo recibe suministro de un transformador con un único electrodo en su puesta a tierra, y no se puede asumir la existencia de varias rutas, la medida indicará la suma de las resistencias de las tomas de tierra del edificio y del transformador.

En las figuras 30 y 31 se muestran ejemplos de la implementación del método, pero ahora, separando las pinzas inductora y amperimétrica.

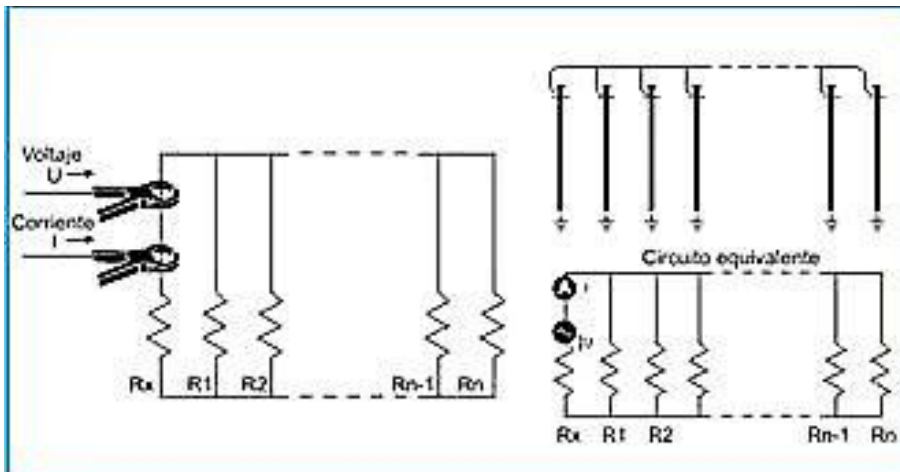
La distancia entre éstas últimas deber ser de mínimo 20 cm.

Figura 30. **Método de inducción utilizando dos pinzas**



Fuente: FLUKE. Manual de usuario. p.2.

Figura 31. **Circuito equivalente del método de inducción, con pinzas de medición separadas**



Fuente: FLUKE. Manual de usuario. p.2.

Generalmente, las tomas de tierra de los transformadores de las compañías eléctricas suelen tener un valor de resistencia dentro del rango aceptable, con lo que la medida de la resistencia del bucle vendrá determinada fundamentalmente por la resistencia de la toma del edificio. Para garantizar la seguridad de los equipos, máquina y del personal, el valor de la resistencia del bucle debe cumplir con los límites establecidos para la toma de tierra de la instalación.

#### **2.4. Resumen de los métodos**

A continuación se presenta un resumen indicando las ventajas y desventajas de los métodos más utilizados.

##### Método de caída de potencial

Ventajas: método sencillo y resultados confiables cuando se realiza de forma correcta, considerando las distancias adecuadas entre el electrodo bajo estudio y los electrodos de prueba. Todos los equipos de medición traen información y tablas para la correcta aplicación.

Desventajas: dependiendo de la instalación, puede ser impráctico o no aplicable, ya que por un lado se debe desconectar el punto de tierra bajo análisis, y además se debe contar con espacio y terreno blando para la colocación de las jabalinas de pruebas.

##### Método selectivo

Ventaja: no es necesario desconectar el punto de tierra bajo análisis.

Desventajas: al igual que el método de caída de potencial, se depende del espacio y tipo de terreno para su correcta aplicación.

Método de inducción

Ventajas: es el método de medición más rápido, que no requiere desconexión de ninguna línea de tierra y no depende del tipo de terreno.

Desventajas: se debe tener sumo cuidado de su aplicación, ya que puede obtenerse una lectura errónea debida a un bucle cerrado.

### **3. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TIPO CONVENCIONAL**

#### **3.1. Conceptos generales para el diseño de una malla de puesta a tierra con el sistema convencional**

Un sistema de puesta a tierra debe ser instalado de manera que se limiten los efectos de los gradientes de potencial de masa a tales niveles de tensión y corriente que no pongan en peligro la seguridad de las personas o equipos en condiciones normales y las condiciones de falla. El sistema también debe garantizar la continuidad del servicio. En la discusión que sigue, se supone que el sistema de electrodos de tierra tiene la forma de una rejilla de conductores enterrados horizontalmente, complementadas por una serie de varillas de cobre instaladas verticalmente e interconectadas a la red. Este es el arreglo que en la práctica más se utiliza en todo el mundo por mencionar algunas razones las siguientes:

- Los sistemas de un único electrodo es, por sí mismos, inadecuados para proporcionar un sistema de puesta a tierra segura ya que área de disipación es muy limitada.
- Si la magnitud de la corriente disipada en la tierra es alta, rara vez es posible instalar una malla con resistencia tan baja como para asegurar que el aumento de un potencial de tierra, no provoque gradientes de superficie inseguros para el contacto humano. Entonces el peligro puede ser eliminado sólo por el control de los potenciales locales a través de todo el área.

### **3.2. Electrodo principales y auxiliares**

En general, la mayoría de los sistemas de puesta a tierra utilizan electrodos primarios y auxiliares. Los electrodos primarios están específicamente diseñados para puesta a tierra, siendo en su mayoría de cobre. Los electrodos auxiliares de tierra son electrodos que comprenden diversas estructuras metálicas subterráneas instalados para fines distintos de puesta a tierra.

### **3.3. Aspectos básicos de diseño de la red de tierras**

El análisis conceptual de un sistema de red por lo general comienza con la inspección del diagrama unifilar de distribución, mostrando todo el equipo pesado y estructuras a proteger. Los siguientes puntos pueden servir de guía para iniciar un diseño típico red de puesta a tierra:

- A. Un bucle de conductor continuo debe rodear el perímetro para encerrar tanta área como sea práctico. Esta medida ayuda a evitar la concentración de corrientes elevada, por lo tanto, los gradientes elevados del área que abarcará el SPT.
- B. En el bucle, los conductores son típicamente puestos en líneas paralelas y cuando sea práctico, a lo largo de las estructuras o filas de equipo para proporcionar conexiones cortas a tierra.
- C. Una malla típica para una instalación, puede incluir conductores de cobre desnudo calibre 2/0 AWG enterrados a una profundidad entre 0,3 metros y 0,5 metros, espaciados entre 3 metros y 7 metros, formando una cuadrícula. En las conexiones cruzadas y derivaciones, los conductores estarán firmemente unidos preferentemente con conexiones de tipo exotérmicas.

### **3.4. Cálculos de diseño**

En los siguientes apartados se muestra el proceso de cálculo de los elementos de una red de puesta a tierra, basados en el estándar IEEE-STD-80-2000.

#### **3.4.1. Conductores**

Cada elemento del sistema de puesta a tierra, incluyendo los conductores de la red, conexiones, cables de enlace, y todos los electrodos primarios deben estar diseñados para maximizar la vida útil de la instalación, cumpliendo además con los siguientes requerimientos:

- Deben tener conductividad suficiente la máxima corriente permisible en la instalación.
- Evitar la fusión y el deterioro mecánico bajo la combinación más desfavorable en cuanto a magnitud y duración de eventos.
- Ser mecánicamente confiable y resistente.
- Ser capaz de mantener su función incluso cuando están expuestos al abuso físico y/o corrosión.

##### **3.4.1.1. Dimensionamiento de conductores**

La corriente de falla en el sistema, se toma generalmente como de fase a tierra ya que es el tipo de falla que mayor corriente aporta. Se adiciona a este valor, un factor de crecimiento de la instalación ( $F_c$ ).

También se adiciona un factor de decremento (Fd), que depende del tiempo de duración de la falla. La ecuación a utilizar en éste cálculo es la siguiente:

$$A = \sqrt{\frac{I_g}{\frac{\log \frac{T_m - T_a}{234 + T_a} + 1}{33T_f}}}$$

Dónde:

- A Sección transversal del conductor en Kcmil.
- Tm Temperatura máxima permisible en grados Celsius.
- Ta Temperatura ambiente en grados Celsius
- Ig Corriente de falla en el sistema en Amperios.
- Tf Tiempo de liberación de la falla en segundos

La corriente de falla en el sistema se calcula por la siguiente fórmula:

$$I_g = I_{cc} \times F_d \times F_c$$

Dónde:

- Ig Corriente de falla en el sistema en Amperios.
- Icc Corriente de corto circuito de fase a tierra en Amperios.
- Fd Factor de decremento
- Fc Factor de crecimiento



El factor de crecimiento se toma como un 50%.

### **3.4.2. Selección de conexiones**

Todas las conexiones realizadas en una red de puesta a tierra por encima y por debajo del suelo, deben ser evaluados para cumplir con los mismos requisitos generales del conductor utilizado, a saber, conductividad eléctrica, resistencia a la corrosión, capacidad de carga y resistencia mecánica. Estas conexiones deben tolerar aumentos de la temperatura por encima de la del conductor. Las conexiones también deben ser lo suficientemente fuertes para resistir las fuerzas mecánicas causadas por el paso de corrientes y además ser capaces de resistir la corrosión durante la vida útil prevista de la instalación.

### **3.4.3. Cálculo de corriente de falla en la red de tierras**

La fórmula a utilizar es la siguiente:

$$I_G = I_g \times S_f$$

Dónde:

|       |   |
|-------|---|
| $I_G$ | Corriente de falla en la red de tierras en Amperios |
| $I_g$ | Corriente de falla en el sistema                    |
| $S_f$ | Factor de división de corriente                     |

El factor de división de corriente se calcula según las trayectorias presentes en la red, y oscila entre 0,6 y 1.

### 3.4.4. Tensión de malla

Los valores de tensión de malla se obtienen como un producto del factor  $K_m$  y  $K_i$ . El primer factor toma en cuenta el efecto del número de conductores paralelos  $n$ , mientras que el segundo toma en cuenta la irregularidad del flujo de corriente en la red. También toma en cuenta la resistividad del suelo y el promedio por unidad de corriente de la longitud efectiva del conductor enterrado sistema de puesta a tierra ( $I_G/L_M$ ).

La fórmula utilizada es la siguiente:

$$E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$$

Donde:

|        |   |
|--------|---|
| $E_m$  | Tensión de malla en voltios                         |
| $\rho$ | Resistividad del suelo en Ohms-metro.               |
| $K_m$  | Factor por número de electrodos verticales          |
| $K_i$  | Factor de irregularidad                             |
| $I_G$  | Corriente de falla en la red de tierras en Amperios |
| $L_M$  | Longitud total de conductor enterrado en metros     |

### 3.4.4.1. Factor por número de electrodos verticales, Km

La ecuación es la siguiente:

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

Donde

- D Espaciamiento horizontal entre electrodos verticales en metros.
- h Profundidad de enterramiento de cable de interconexión en metros.
- d Diámetro de electrodos verticales en metros.
- $K_{ii}$  Factor por disposición de electrodos
- $K_h$  Factor de enterramiento de conductor.
- $n$  Número efectivo de conductores paralelos de la red.

El factor  $K_{ii}$  se calcula como sigue:

$K_{ii} = 1$  Cuando la red cuenta con electrodos en la periferia.

$K_{ii} = \frac{1}{(2 \cdot n)^{\frac{2}{n}}}$  Cuando la red cuenta con pocos o ningún electrodo.

El factor  $K_h$  se calcula como sigue:

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \quad h_o = 1 \text{ m}$$

Siendo  $h$  la profundidad de enterramiento del conductor que interconecta los electrodos verticales.

#### 3.4.4.2. Factor de irregularidad, $K_i$

Se calcula como sigue:

$$K_i = 0,644 + 0,148n$$

Siendo  $n$  el número efectivo de conductores paralelos de la red.

#### 3.4.4.3. Longitud total del conductor enterrado, $L_M$

Se calcula como sigue:

$$L_M = L_C + \left[ 1.55 + 1.22 \left( \frac{L_r}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}} \right) \right] L_R$$

Donde:

- $L_M$  Longitud total del conductor enterrado en metros.
- $L_C$  Longitud total del conductor horizontal de la red en metros.

- Lr Longitud del electrodo vertical en metros.
- Lx Longitud de la red en el eje x en metros.
- Ly Longitud de la red en el eje y en metros.
- L<sub>R</sub> Longitud total de todos los electrodos verticales en metros.

### 3.4.5. Tensión en la periferia de la malla

Dentro de la malla de puesta a tierra se pueden reducir los potenciales de toque y paso a ciertos valores de diseño, no siendo así en la periferia.

Estos potenciales en la periferia se calculan con la siguiente expresión:

$$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$$

Donde:

- Es Tensión en la periferia de la malla en Voltios
- $\rho$  Resistividad del suelo en Ohms-metro.
- Ks Factor que toma en cuenta el número de conductores  $n$ , su espaciamiento  $D$  y su profundidad  $h$  de enterramiento, éstos últimos en metros
- Ki Factor de irregularidad
- I<sub>G</sub> Corriente de falla en la red de tierras en Amperios
- Ls Longitud efectiva del conductor enterrado en metros

### 3.4.5.1. Factor Ks

Se calcula como sigue:

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

Donde:

- D Espaciamiento horizontal entre electrodos verticales en metros
- h Profundidad de enterramiento de cable de interconexión en metros
- n Número efectivo de conductores paralelos en la red

### 3.4.5.2. Longitud efectiva del conductor enterrado, Ls

Se calcula como sigue:

$$L_s = 0.75 \cdot L_C + 0.85 \cdot L_R$$

Donde

- L<sub>C</sub> Longitud total del conductor horizontal de la red en metros
- L<sub>R</sub> Longitud total de todos los electrodos verticales en metros

### 3.4.6. Número efectivo de conductores paralelos en la red $n$

Se calcula como sigue:

$$n = n_a \cdot n_b \cdot n_c \cdot n_d$$

Siendo

$$n_a = \frac{2 \cdot L_C}{L_p}$$

$$n_b = \sqrt{\frac{L_p}{4 \cdot \sqrt{A}}}$$

$$n_c = \left[ \frac{L_x \cdot L_y}{A} \right]^{\frac{0.7 \cdot A}{L_x \cdot L_y}}$$

$$n_d = \frac{D_m}{\sqrt{L_x^2 + L_y^2}}$$

En el caso de las redes cuadradas, los coeficientes  $n_b=n_c=n_d=1$ , y solo se calcula  $n_a$ .

### 3.5. Revisión del diseño

La red debe ser segura primordialmente para las personas pero también para el equipamiento, siendo lo más crítico garantizar la seguridad humana. El estándar IEEE-STD-80-2000, recomienda que el diseño de un SPT debe cumplir con los valores mínimos y máximos aceptables de:

- Tensión de contacto
- Tensión de paso
- Resistencia de la red
- Resistencia requerida
- Tensión en la periferia de la malla
- Tensión en la malla

Las tensiones de contacto y de paso están determinadas por la tolerancia del cuerpo humano al paso de una corriente eléctrica y se calculan de la siguiente forma.

### 3.5.1. Tensión de contacto

Se calcula como sigue:

$$E_{\text{contacto } 50} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$

$$E_{\text{contacto } 70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Donde

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \left(1 - \frac{\rho}{\rho_s}\right)}{2h_s + 0.09}$$

Los subíndices 50 y 70 indican el peso en kilogramos de la persona bajo análisis. Además,  $t_s$  es el tiempo de duración de la falla en segundos,  $h_s$  es el espesor de la grava en metros,  $\rho$  resistividad del suelo y  $\rho_s$  es la resistividad superficial de la grava o del material que recubre el suelo.



### 3.5.2. Tensión de paso

Se calcula como sigue:

$$E_{paso 50} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t_s}}$$
$$E_{paso 70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{t_s}}$$

Los subíndices y el factor  $C_s$  son los mismos que para el cálculo de tensión de contacto.

### 3.5.3. Resistencia de la red

En la práctica, este es un valor muy importante en la evaluación de un sistema de puesta a tierra, ya que la mayoría de requerimientos se enfocan en éste dato y los proyectos de SPT se dan por aceptados o rechazados dependiendo de este valor. Sin embargo, debe tenerse en cuenta también los restantes parámetros que indica el estándar IEEE-STD-80-2000. Se calcula como sigue:

$$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$$

Donde

- $R_g$  Resistencia de la red en Ohm.
- $\rho$  Resistividad del suelo en Ohm-metro.
- $l$  Longitud total del conductor enterrado en metros.
- $A$  Área que ocupará la red en metros

cuadrados.

h Profundidad de enterramiento del conductor en metros.

### 3.5.4. Resistencia requerida

Se calcula como sigue:

$$\frac{R_{TD}}{I_G} = E_{pr}$$

El valor  $E_{pr}$  es la elevación máxima de potencial que toleran los equipos sensibles y cuyo valor es 5000 Voltios. El factor  $I_G$  sigue siendo la corriente que circulará en la malla de puesta a tierra en Amperios.

### 3.5.5. Valores a comparar

Los siguientes valores deben compararse y cumplirse las condicionantes, caso contrario, habrá que revisar todo el diseño hasta que se alcancen los valores considerados como seguros.

A continuación los valores a comparar:

*Tensión en la periferia  $E_s < Tensión de paso (E_{paso})$*

*Tensión en el interior de la malla  $E_m < Tensión de contacto (E_{contacto})$*

*Resistencia de la red  $R_g \leq Resistencia requerida (R_{td})$*

### 3.6. Forma de instalación

El proceso de instalación del sistema convencional consiste en colocar a golpes cada una de las varillas que el diseño requiera, interconectando mediante conductor generalmente de cobre desnudo.

En la figura 32 se muestra un conjunto de varillas típicas que están constituidas por una varilla de acero recubierta de cobre, con lo que se obtiene la suficiente rigidez mecánica para soportar el proceso de instalación y la conductividad del cobre para cumplir con el objetivo de conducir corriente eléctrica.

Figura 32. **Varillas de acero recubiertas de cobre**

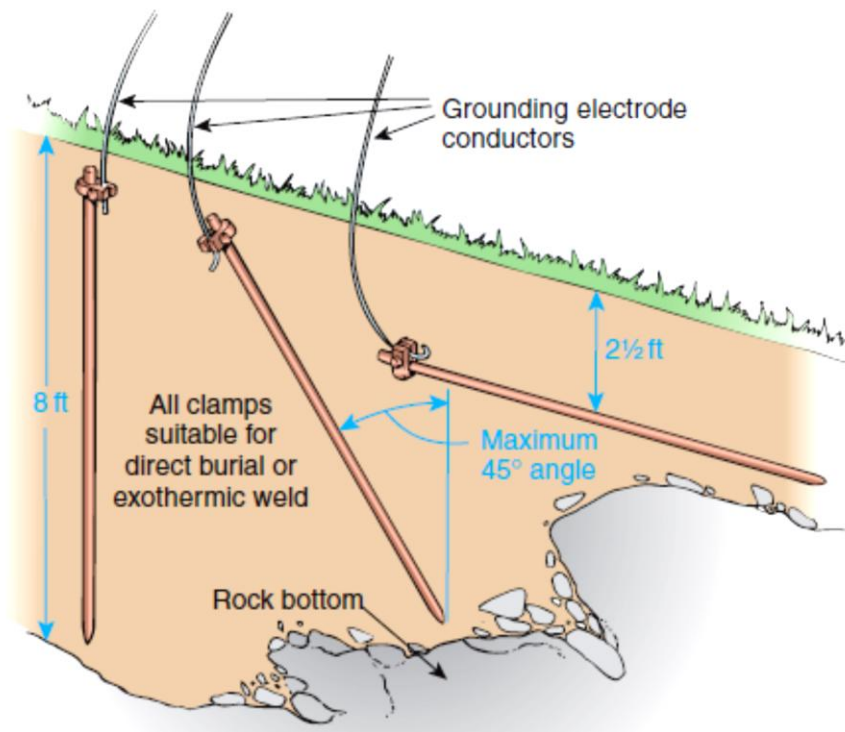


Fuente: Ericco. Manual de varillas. p.1.

La instalación de las varillas debe ser vertical de modo que la totalidad de su longitud quede embebida en el terreno. En los casos donde el terreno no permita la instalación vertical, la sección 250.53 G del NEC permite un ángulo máximo de 45 grados respecto a la vertical o en el caso extremo donde el terreno sea rocoso, se podrán enterrar las varillas de forma horizontal a 2.5 pies (0.76 metros) de profundidad.

En la figura 33 se muestra la forma de instalación.

Figura 33. **Forma de instalación de varillas de tierra**



Fuente: NEC. Sección 250.53 (G), p. 210.

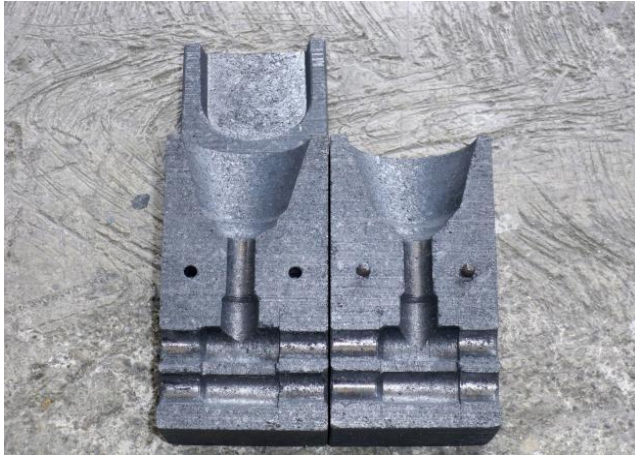
### **3.6.1. Conexiones**

Uno de los aspectos más importantes en la instalación del sistema convencional, es el tipo de conexión que se realice. Uniones cable a cable, cable a varilla, cable a estructuras, todas deben realizarse mediante el método exotérmico cuyo proceso puede sintetizarse de la siguiente forma: el óxido de cobre y el aluminio que componen junto a otros elementos las cargas de soldadura que se mezclan en el crisol del molde, actúan de forma tal que una vez iniciada la reacción por el material de ignición, el aluminio se oxida a expensas del oxígeno del óxido de cobre generando una alta temperatura que produce cobre en estado de fusión más óxido de aluminio, siendo este último eliminado en forma de escoria.

Estas soldaduras se hacen dentro de un molde de grafito fabricado de acuerdo al tipo de unión o conexión a realizar y con un diseño tal que permite que el cobre fundido ataque las piezas a ser soldadas, logrando por el propio golpe térmico de corta duración, una soldadura con unión molecular con mayor capacidad de transferencia de corriente que el propio conductor ya que se aumenta el área efectiva.

En la figura 34 se muestra un molde de grafito.

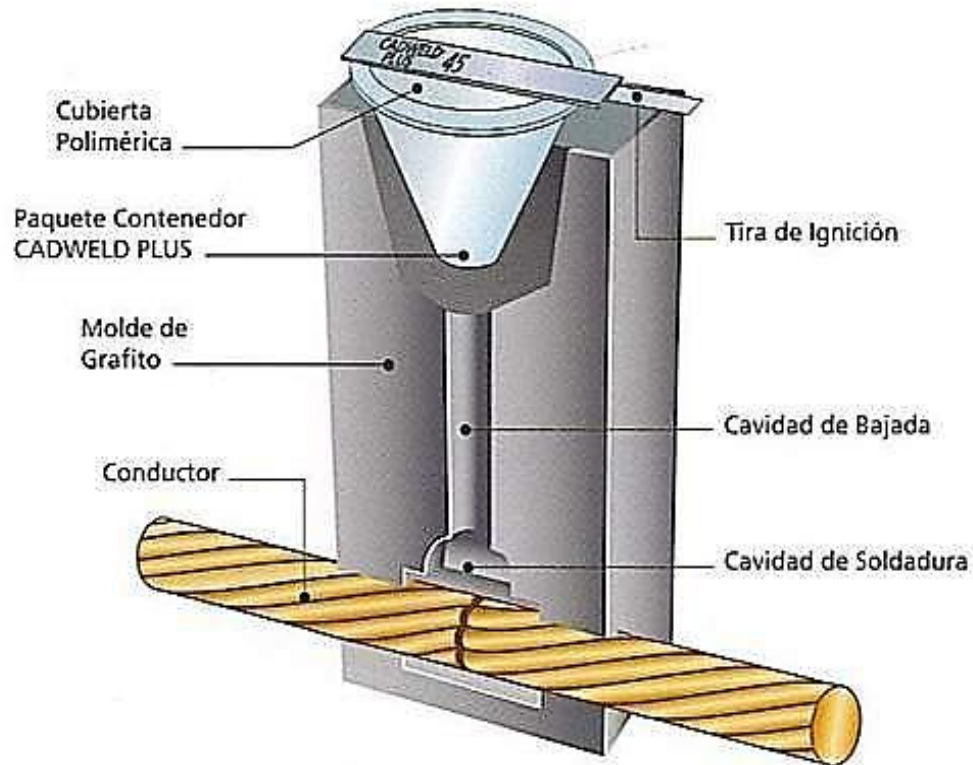
Figura 34. **Molde de grafito utilizado para realizar soldaduras exotérmicas**



Fuente: CADWELD. Manual de moldes. p.2.

En la figura 35 se muestran la sección transversal de un molde de grafito para unión cable a cable, indicando las distintas partes que lo conforman.

Figura 35. **Sección transversal de un molde cable a cable**

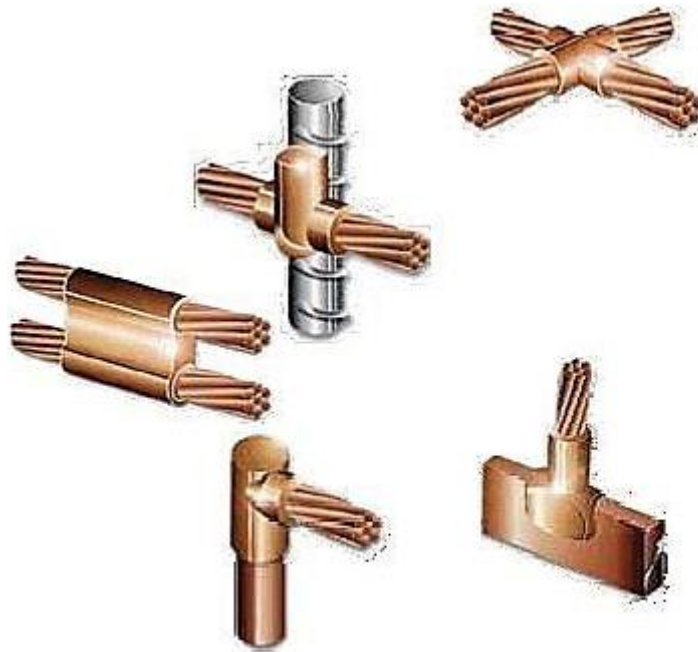


Fuente: CADWELD. Manual de moldes. p.5.

De esta manera se obtienen conexiones eléctricas que presentan mayores ventajas que los conectores convencionales pero eliminando los aspectos negativos, como la concentración de esfuerzo térmicos por reducción de sección, la corrosión en superficies sobrepuestas y las fatigas mecánicas por exceso de torque o compresión. Todos estos factores proveen a una unión de baja resistencia eléctrica de contacto con una elevada calidad electromecánica, duradera, sin necesidad de mantenimiento, verificaciones periódicas y fundamentalmente con una excelente relación costo beneficio.

En la figura 36 se muestran distintos tipos de uniones exotérmicas practicadas en conductores de cobre.

Figura 36. **Distintos tipos de uniones exotérmicas**



Fuente: CADWELD. Manual de moldes. p.9.

### 3.6.2. **Pararrayos**

En el presente documento únicamente se consideraron los pararrayos de tipo pasivo conocidos como puntas Franklin, que son ampliamente utilizados debido a su fácil instalación y bajo costo y que se encuentran frecuentemente instalados en las radio bases. Este tipo de pararrayos no cuenta con ningún dispositivo o elemento que facilite la ionización del ambiente que lo rodea, sino más bien es influenciado por la ionización natural del ambiente en condiciones de descarga, creando un área de protección en forma de cono y captando la descarga de forma segura.



En la figura 37 se muestra una punta Franklin típica.

Figura 37. **Punta Franklin**



Fuente: Cirprotec. Manual puntas Franklin. p.1.

El pararrayos se coloca en la parte más alta sobre un mástil y la conexión del conductor bajante se hace directamente en el pararrayos mediante pernos que comprimen y sujetan al cable. Este tipo de pararrayos es construido comúnmente en cobre aunque también se le fabrica en acero inoxidable, siendo este último de mayor durabilidad pero mayor costo. En la figura 38 se muestra una forma en que se puede realizar la instalación de este tipo de pararrayos, donde la punta está colocada sobre un mástil de 4 metros de altura fundido en 2 metros de concreto, todo soportado sobre una azotea.

Figura 38. **Instalación punta Franklin**



Fuente: Torrente Tecnoindustrial. Presentación pararrayos. p.2.

Finalmente el pararrayos está conectado a la red de tierra mediante conductor de cobre para conducir directamente las posibles descargas.

### **3.7. Consideraciones finales**

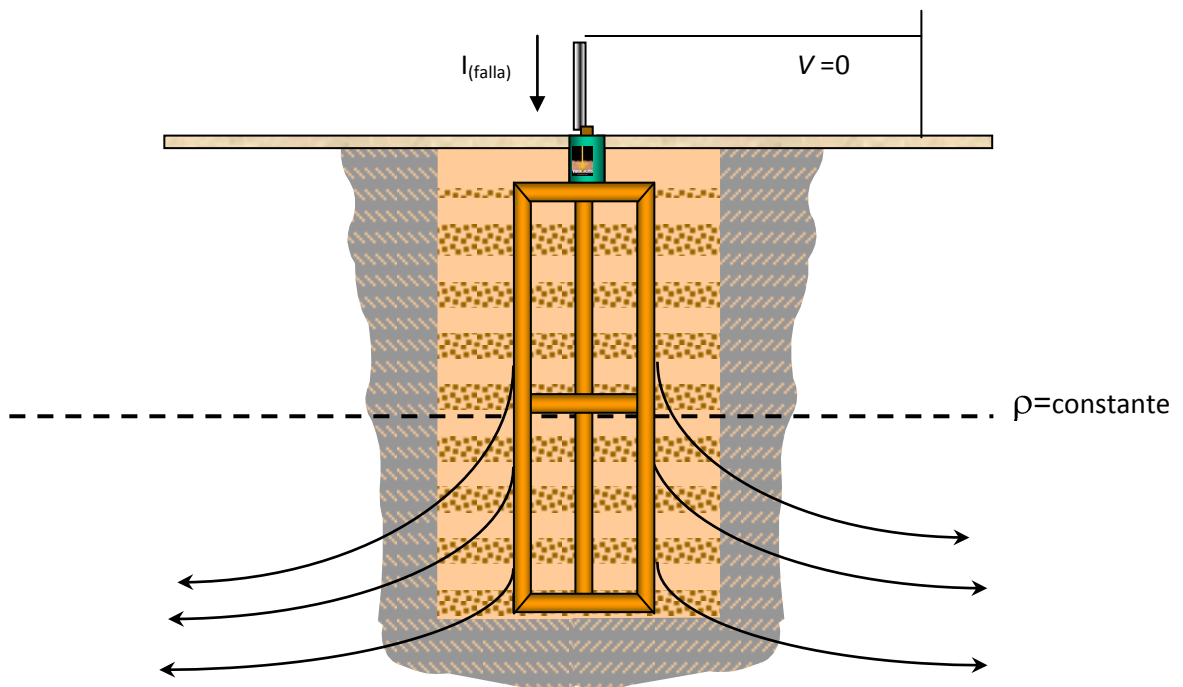
Luego de haber comparado los valores mencionados en el apartado 3.5.5., y si alguno no se cumple, se debe revisar nuevamente todo el diseño haciendo las modificaciones necesarias, aunque el criterio y experiencia del diseñador también debe tomarse en cuenta.

## 4. CONSIDERACIONES GENERALES PARA EL DISEÑO DE UN SISTEMA DE PUESTA A TIERRA TIPO ESTRUCTURAL

### 4.1. Análisis de la tecnología

Los electrodos de tipo estructural para la puesta a tierra, constan básicamente de una estructura fabricada en cobre con forma triangular o cuadrada cerrando el arreglo en dos placas paralelas en sus extremos o en algunos casos, un cono pronunciado en el extremo inferior. En la figura 39 se muestra uno de estos electrodos.

Figura 39. Electrodo estructural



Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.11.

Básicamente, un SPT estructural consta de los siguientes componentes:

- Electrodo estructural.
- Elemento magnéticamente activo
- Acoplador de admitancias.
- Mejorador de suelos.

#### **4.1.1. Electrodo estructural**

La estructura generalmente es de cobre, no es maciza, sino es una combinación de tubos, placas y/o conos de dicho material, unidos entre sí por medio de soldaduras acero plata, que soportan los esfuerzos mecánicos producto del paso de corrientes de alta magnitud. La estructura es tratada con impregnación anticorrosiva (sulfato de zinc). La forma que el electrodo tiene, maximiza el contacto con el terreno; a mayor área, menor resistencia. Las propiedades físicas incluyen el comportamiento eléctrico, magnético, térmico, elástico y químico.

Para evitar la falla del cobre y prolongar su vida útil; el recubrimiento (sulfato de zinc), evita la producción de vapor en las fronteras del material conductor y el terreno, su aplicación electrostática inhibe la disolución de hidrógeno en el cobre en presencia de oxígeno residual. Para alargarla vida útil del electrodo, no se deben utilizar aceleradores electroquímicos como sales o compuestos en contacto periférico con la estructura.

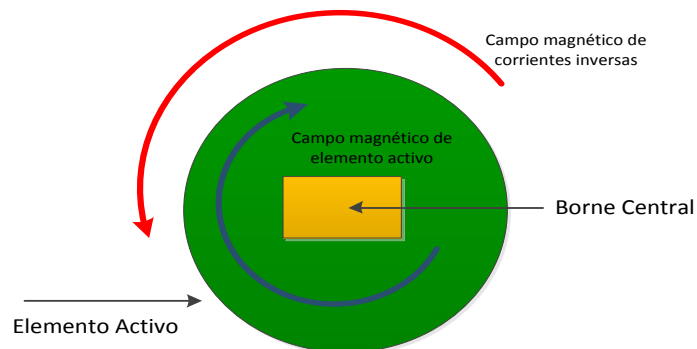
#### **4.1.2. Elemento magnéticamente activo**

Este es el elemento que marca la verdadera diferencia entre un sistema convencional y uno estructural.

Es un elemento magnético que permanentemente está activo sin ayuda de ningún medio externo, sino por la producción magnética natural de imanes permanentes que orientan su flujo en sentido horario, visto desde planta. Este es el principio de operación de éste elemento magnético denominado “efecto diodo”, ya que existe una superposición a nivel de campos magnéticos, que minimiza el efecto de las corrientes de retorno por tierra. En la figura 40 se observa la superposición debida al campo del elemento activo y al provocado por una corriente inversa.

Según la ley de Ampere, cuando una corriente eléctrica atraviesa un conductor, se produce un campo magnético de magnitud proporcional a dicha corriente y que girará en el sentido que marca la regla de la mano derecha. Si se considera que una corriente fluyendo hacia el subsuelo (descendente) provocará un campo magnético en sentido horario (visto desde planta), mientras que una corriente en sentido inverso (ascendente), provocará un campo magnético en sentido contrahorario, se puede deducir que el elemento magnéticamente activo favorece a unas y contrarresta a otras.

Figura 40. **Vista de planta, superposición de campos magnéticos en elemento activo**



Fuente: elaboración propia con Visio versión 2010

### 4.1.3. Acoplador de admitancias

Básicamente es una barra de cobre que interconecta en su extremo inferior al electrodo estructural y en el otro a los cables que aterrizan el equipamiento, convirtiéndose en un punto equipotencial y único camino hacia tierra.

En la figura 41 se muestra este componente.

Figura 41. Acoplador de admitancias



Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.15.

### 4.1.4. Mejorador de suelos

Consiste en una mezcla de carbón y cemento puzolánico, que presenta una resistencia constante en las inmediaciones del electrodo estructural. Se prepara como un cemento común, añadiendo y mezclando agua según

especificación del fabricante, luego colocándolo en la fosa donde finalmente se instalará el electrodo estructural.

Tiene un tiempo de fraguado, según fabricante, de 18 a 22 días, alcanzando entonces su estado sólido final. La mezcla recomendada consiste en 25 kilogramos de mejorador mezclados con 5 galones de agua, aplicándolo el componente directamente al fondo de foso. El extremo inferior del electrodo estructural debe quedar completamente inmerso en el componente. En algunos casos donde la composición química del suelo es altamente alcalina, se recomienda que se aplique tanto compuesto como sea necesario, a fin que toda la estructura de cobre quede inmersa.

#### **4.1.5. Pararrayos**

La conducción de las descargas atmosféricas resulta importante y vital para cualquier instalación eléctrica, ya que el daño que origina la presencia de un impulso electromagnético de magnitudes variables e impredecibles, pueden causar destrucciones muy costosas. Se deben cumplir requisitos, que dependen de la superficie en metros cuadrados a proteger y de la trayectoria de interconexión entre sus componentes.

Considerando que el medio de orientación o incidencia de una descarga atmosférica se representa por la punta del pararrayos, es importante considerar lo siguiente:

- La punta del pararrayos se deberá instalar en la parte de mayor altura, ya sea edificios, estructuras o equipos. El radio de protección dependerá de las especificaciones del fabricante y sus modelos.

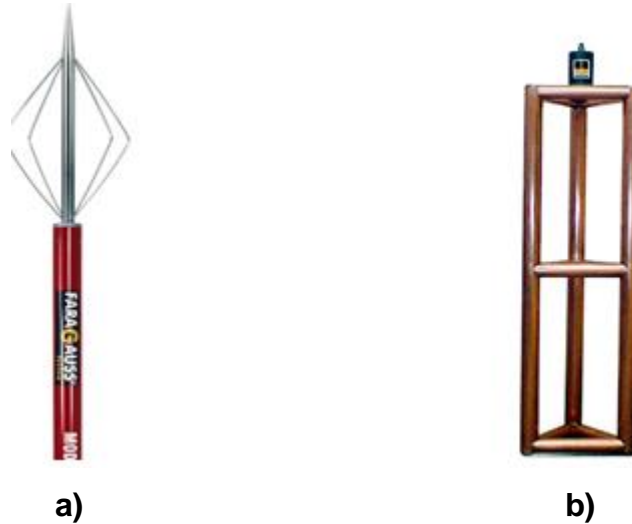
- El conductor bajante deberá ser aislado y su trayectoria deberá ser rectilínea, no tolerando curvas menores de 90° y radio mínimo 8”.
- Los fabricantes recomiendan un modelo específico para ésta aplicación, el cual deberá respetarse al igual que el calibre del conductor bajante acorde a las distancias mínimas y máximas permitidas.

Asimismo, se debe tener un camino de muy baja impedancia para los parámetros definidos como campo “E” (campo eléctrico) y campo “H” (campo magnético). Tomando en cuenta los factores de riesgo y seguridad en instalaciones con alta concentración de personas y equipos delicados, no debe considerarse como camino preferente de disipación a tierra, la estructura del edificio, partes metálicas de la instalación y/o equipos, ya que podría llegar a disiparse a través de ellos ocasionando su destrucción y afectando a personas.

En la figura 42 se muestran los equipos recomendados por un fabricante, para la aplicación de pararrayos.



Figura 42. **Sistema de pararrayos a) Punta de pararrayos b) Electrodo estructural**



Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss.p.22.

#### 4.2. **Criterio de diseño para un sistema de puesta a tierra estructural**

El diseño del sistema de puesta a tierra tipo estructural toma en cuenta los siguientes aspectos importantes:

- a. Tipo de instalación  
Se considera si es comercial, residencial ó industrial, para así determinar el arreglo de electrodo(s) más conveniente
- b. Equipo a proteger  
Se analiza si en la misma instalación existe una fuerte combinación de equipos industriales como motores eléctricos, bombas, etc. y equipos sensibles como computadoras, sensores, etc., para entonces considerarla adecuada separación de sus puestas a tierra sin perder equipotencialidad.

c. Corriente de corto circuito

Este dato es fundamental en el diseño, pues es el punto de partida para el dimensionamiento del sistema

#### 4.2.1. Cálculo de corriente de corto circuito

Como se mencionó en el párrafo anterior, inciso C, el punto de partida para el dimensionamiento del sistema estructural, es el cálculo de la corriente de corto circuito máxima de la instalación a proteger, ya que el sistema deberá ser lo suficientemente robusto para tolerar el paso de esta corriente. Se debe seleccionar la potencia aparente máxima instalada que resulte de acuerdo al arreglo de interconexión de la infraestructura eléctrica y potencia que se utilizará de la siguiente manera:

$$I_{cc} = \frac{\text{Potencia Aparente de Transformador (kVA)}}{\sqrt{3} \times V_f \text{ (kV)}}$$

Con el resultado anterior y buscando este valor o uno próximo en tablas de selección del fabricante, se elige el modelo y cantidad de electrodos a instalar.

#### 4.2.2. Criterio de conexión del sistema estructural

Un aspecto muy importante para el adecuado funcionamiento del sistema estructural es el tipo de conexión que se elija, siendo dos las posibilidades:

- Protección por conexión en serie
- Protección por conexión en paralelo

#### 4.2.2.1. Protección por conexión en serie

Este tipo de interconexión tiene gran facilidad de instalación y menor costo, sin embargo, tiene problemas de acoplamiento por las impedancias comunes en todas las líneas de masa, así mismo no garantiza una buena reducción del efecto de interferencias electromagnéticas y disminución de descargas electrostáticas.

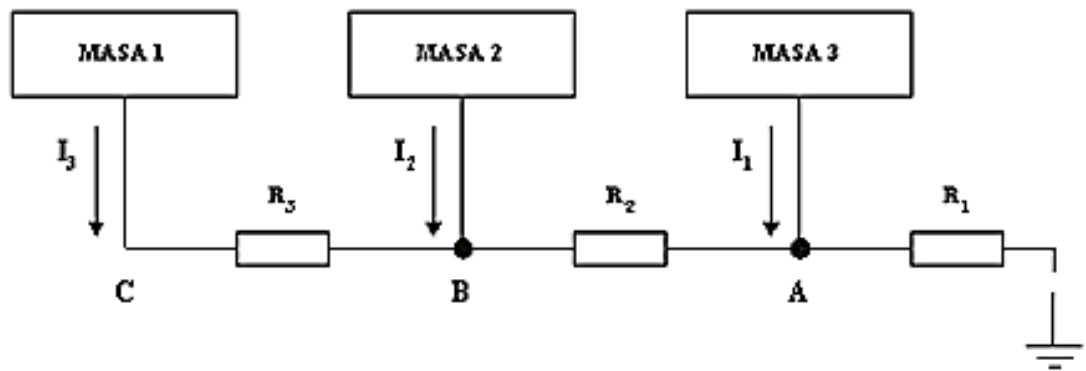
En la figura 43 se muestra un esquema simplificado de esta conexión. De la figura 43 se tiene que:

$$V_A = (I_1 + I_2 + I_3) * R_1$$

$$V_B = (I_1 + I_2 + I_3) * R_1 + (I_2 + I_3) * R_2$$

$$V_C = (I_1 + I_2 + I_3) * R_1 + (I_2 + I_3) * R_2 + I_3 * R_3$$

Figura 43. Protección por conexión en serie



Fuente: DIAZ, Pablo. Soluciones prácticas para sistemas de tierra. p. 103.

Como se puede apreciar, hay una clara interacción en las masas de los diferentes equipos, por lo que no es recomendable realizar estas conexiones en las siguientes condiciones:

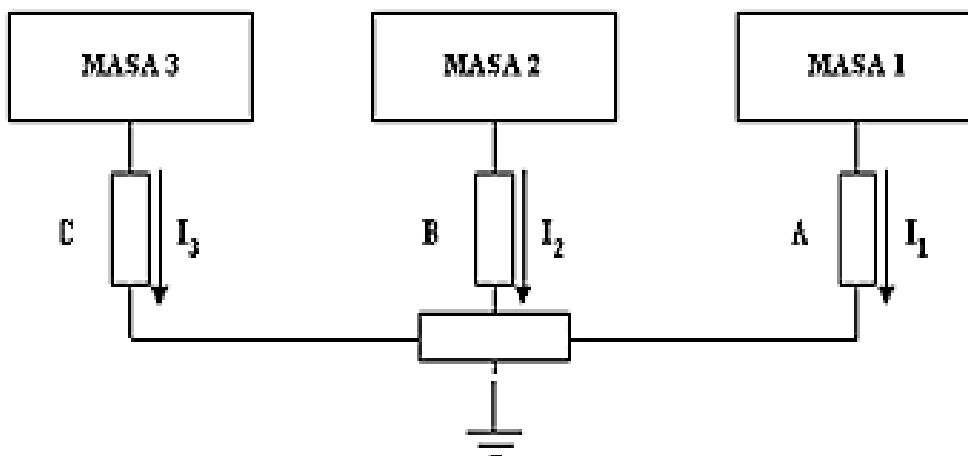
- Cuando se tienen equipos electrónicos de alta rapidez de respuesta.
- Cuando se tienen circuitos que trabajen en forma compatible y con niveles de alimentación (tensiones) de gran diferencia, ejemplo: circuitos de potencia y mando (control).

#### 4.2.2.2. Protección por conexión en paralelo

En este sistema la interconexión se realiza de tal manera que cada conexión de las masas se concentra en un solo punto, como se aprecia en la figura 44. En el arreglo esquemático, se eliminan las impedancias comunes en las líneas de masa, requiriendo mayor cantidad de conductor.

En la práctica es de mayor complejidad efectuarlo cuando se tiene una mala distribución estratégica dentro de la distribución de equipo, pero es el arreglo que mejores resultados aporta.

Figura 44. Protección por conexión en paralelo



Fuente: DIAZ, Pablo. Soluciones prácticas para sistemas de tierra. p. 106.

Las tensiones en los diferentes puntos, indicados y referidos a la figura anterior serian:

$$V_A = I_1 \cdot R_1$$

$$V_B = I_2 \cdot R_2$$

$$V_C = I_3 \cdot R_3$$

De acuerdo a los valores anteriores de tensión, se puede definir que las variaciones de las corrientes de un punto no afectan a los otros puntos, lo que dependería únicamente de la impedancia de su propia masa y conductor.

Por lo tanto, este arreglo resulta más favorable cuando las impedancias son dominadas por un alto valor resistivo, sobre todo cuando se tienen interferencias de operación a bajas frecuencias.

Cuando la operación de cualquier sistema se encuentra bajo un valor de interferencia de altas frecuencias dominante, la longitud de los conductores de masa a tierra llegan a ser importantes en lo que respecta a los efectos inductivos, inclusive se pueden producir acoplamientos del tipo tanto inductivo como capacitivo entre conductores adyacentes, por ello, los fabricantes recomiendan que longitud máxima desde el punto central del electrodo estructural hacia el punto más lejano no exceda los 285 metros.

#### **4.3. Método de Instalación**

A diferencia del sistema convencional con varillas, el sistema estructural tiene un proceso bien definido para su instalación, el cual se explica en las siguientes secciones.

#### 4.3.1. Elaboración del foso

Las dimensiones de la excavación serán acorde a las dimensiones del electrodo a instalar y según especificaciones del fabricante. Las paredes del foso deberán ser verticales, con tolerancia de +/- 5% como máximo. Se procederá a colocar una capa de 10 cm de tierra tratada y debidamente compactada, la cual funcionará como base de activación de la placa inferior del electrodo que en lo sucesivo se denominará “ánodo”.

.El procedimiento se muestra en la figura 45.

Figura 45. Foso para electrodo a) Excavación b) Acabado



a)



b)

Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.32.

#### 4.3.2. Preparación del material de relleno

Los materiales (piedras, etc.) mayores de un tamaño de 2 centímetros se deberán extraer del volumen total del material producto de la excavación en forma manual o por algún sistema mecánico (criba).

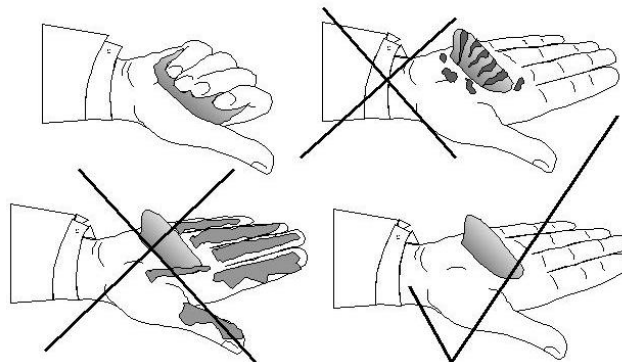
### 4.3.3. Mezcla

Se mezcla el material producto de la excavación con el mejorador de suelos por medio manual (palas) o mecánico (revolvedora de ½ saco), buscando el mezclado más homogéneo.

Asimismo, se deberá proporcionar la humedad requerida para que las capas en el momento de la compactación tengan la liga requerida.

En la figura 46 se muestra un método de revisión de la mezcla.

Figura 46. **Método para revisión de mezcla**



Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.33.

La cantidad de mejorador de suelos, agua y material resultante de la excavación, serán acorde a las especificaciones del fabricante y según el electrodo a instalar.

#### 4.3.4. Nivelación del electrodo y relleno del foso

El electrodo debe estar en una posición vertical, por lo que será necesario auxiliarse de un medidor de nivel al momento de su fijación al fondo del foso. En la figura 47 se muestra el proceso.

Figura 47. Nivelación del electrodo

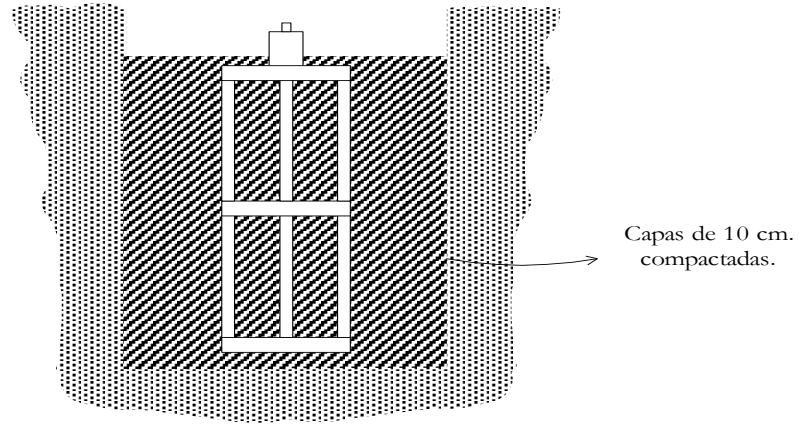


Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.35.

Sin perder la nivelación del electrodo, se procederá al relleno del foso, en capas de 10 centímetros (véase figura 48), procediendo a la compactación de éstas, cuidando de no dañar mecánicamente al electrodo.



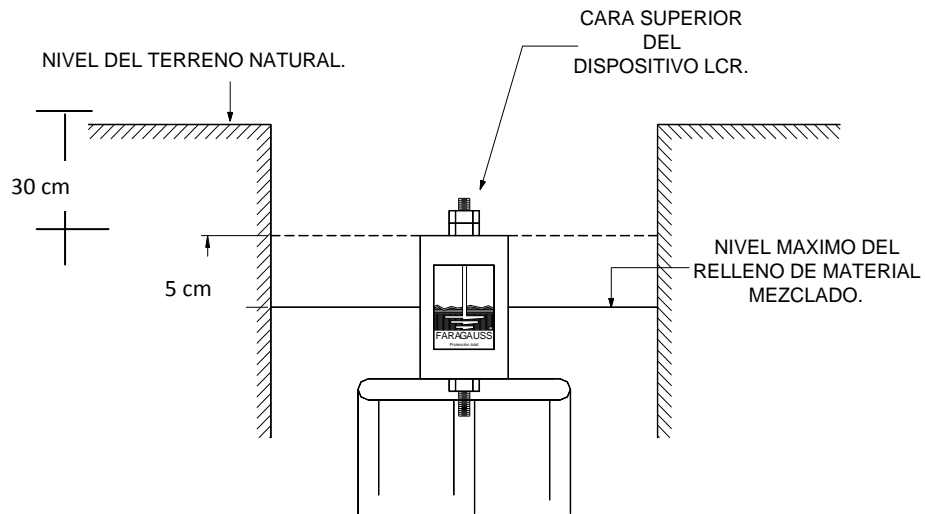
Figura 48. **Relleno del foso**



Fuente: Total Ground System. Guías de instalación. p.12.

El relleno deberá llegar a un nivel máximo de 5 centímetros por debajo de la cara superior del dispositivo, de acuerdo a la figura 49.

Figura 49. **Nivel máximo de relleno**



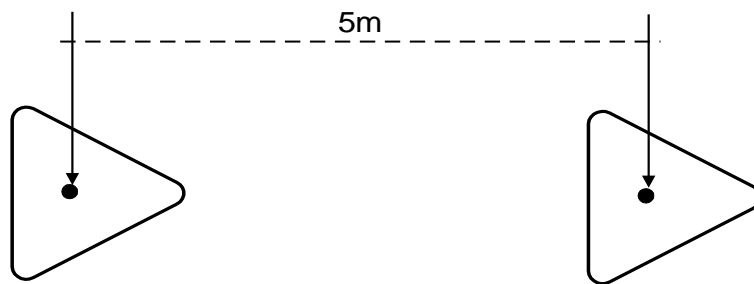
Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p.7.

#### 4.3.5. Factor de agrupamiento

Cuando se coloque más de un electrodo en la misma instalación, se deben considerar las limitaciones en el factor de agrupamiento, es decir, no se deben instalar a una distancia menor de 5 metros entre ellos (tomando como extremos los centros geométricos), esto para evitar solapamiento entre sus áreas de influencia.

En la figura 50 se muestra la distancia mínima permisible entre electrodos.

Figura 50. **Distancia mínima entre electrodos**

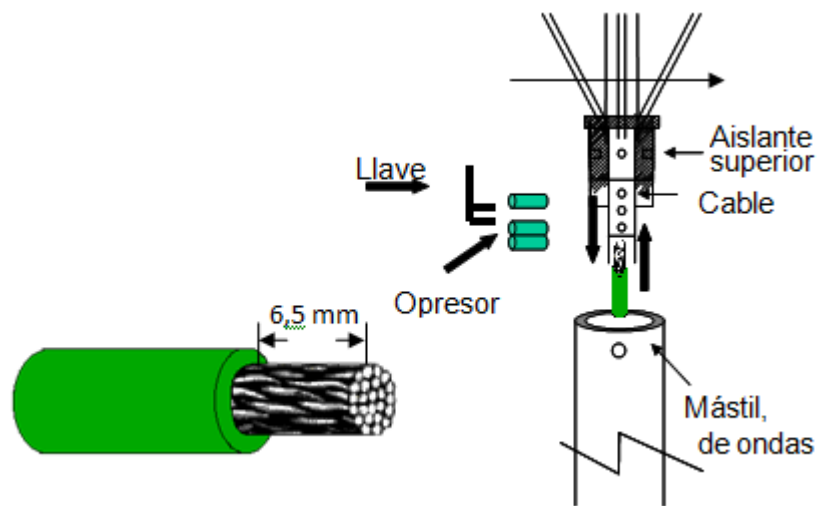


Fuente: Total Ground System. Guías de instalación. p.11.

#### 4.3.6. Conexión de pararrayos

La punta del pararrayos debe ser ensamblada al mástil y conductor bajante según se muestra en la figura 51.

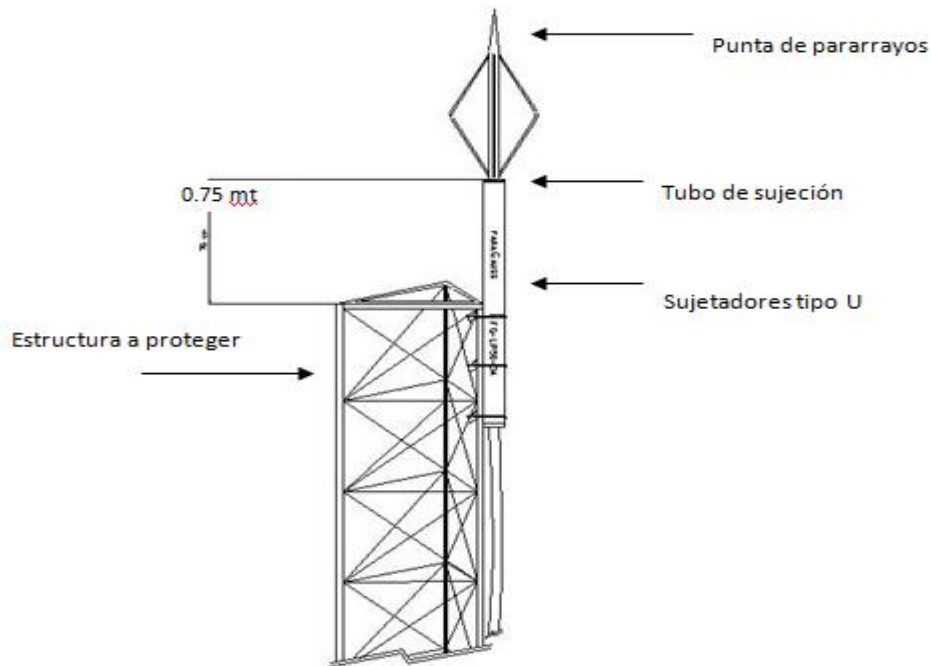
Figura 51. **Ensamble de pararrayos**



Fuente: Total Ground System. Guías de instalación. p.13.

La punta de pararrayos deberá sobresalir mínimo 0,75 metros de la estructura a proteger, según se muestra en figura 52.

Figura 52. **Instalación de punta de pararrayos**



Fuente: Faragauss System. Norma Faragauss. p. 37.

#### 4.4. **Verificación final del sistema**

El sistema estructural como cualquier sistema de puesta a tierra, tiene como finalidad ofertar un camino de baja impedancia a las corrientes de falla, por ello la medición más importante al finalizar con la instalación es la impedancia resultante, que en el caso de un sistema estructural no deberá superar los 2 Ohms, medidos con el método de inducción.

También deberá medirse la resistencia total con los métodos Wenner y caída de potencial, y comparar valores antes y después de la instalación. Además, se deberá verificar aprietes en bornes, separación adecuada de aplicaciones de puesta a tierra, identificación de conductores, etc.

## **5. ANÁLISIS TÉCNICO Y OPERATIVO DE AMBOS SISTEMAS EN UNA RADIO BASE TÍPICA**

### **5.1. Componentes en una radio base típica**

La radio base controla la conexión radio entre el teléfono móvil y la red y es también conocida por célula, ya que cubre una determinada área geográfica. La radio base contiene el equipo de transmisión/recepción y gestionan los recursos de radio con el terminal móvil y se componen principalmente por el siguiente equipo:

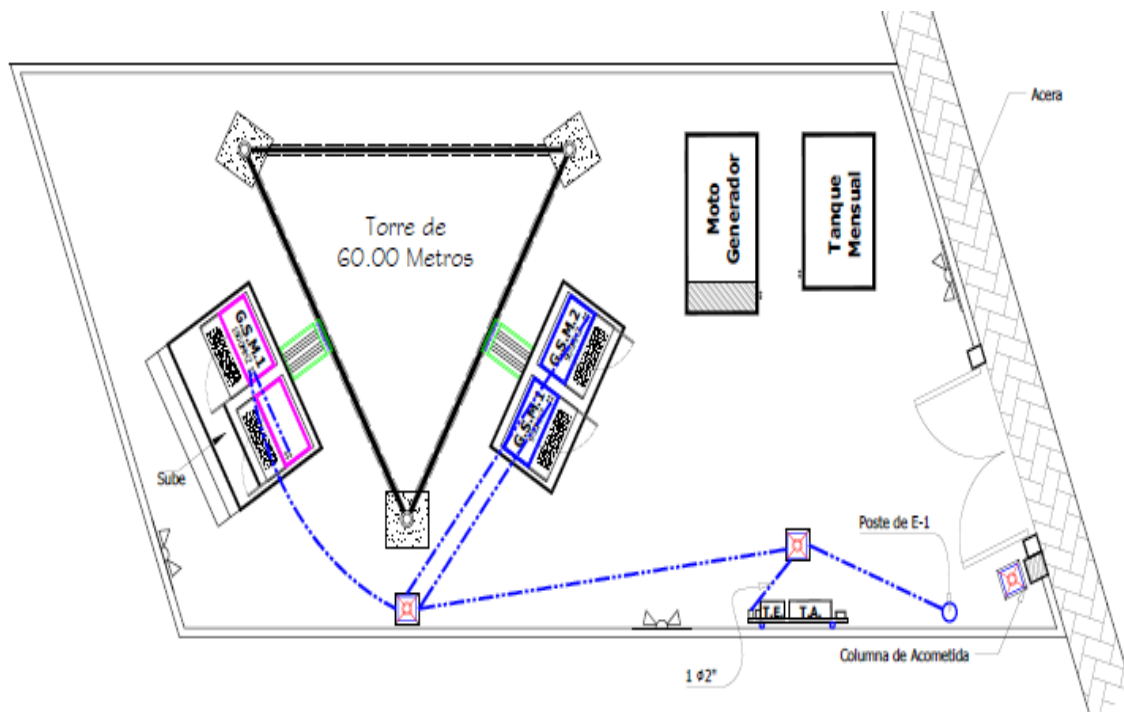
- Torre de 50 o 60 metros de altura
- Radios y/o enlaces de microonda
- Guías de onda
- Equipo de transmisión/recepción (BTS)
- Motogenerador y tanque de combustible
- Acometida eléctrica y tableros de distribución
- Sistema de puesta a tierra y pararrayos

En la torre se instalan los radios, enlaces de microonda, guías de onda y pararrayos estando éste último en la parte más alta. A nivel de suelo se instalan las BTS, motogenerador, tanque de combustible, acometida eléctrica y el sistema de puesta a tierra. Las BTS son el control de la conexión entre la red y el usuario móvil, mientras que la acometida eléctrica y el motogenerador proporcionan el suministro eléctrico al sitio en condiciones normales y ante corte de energía respectivamente.

Los sitios pueden tener muro perimetral o solamente malla metálica, incluso pueden estar compartiendo espacio físico con más operadores.

En la figura 53 se muestra una distribución típica del equipamiento dentro de una radio base.

Figura 53. **Equipamiento en una radio base típica**



Fuente: elaboración propia con programa Autocad versión 2013.

Son innumerables las variables en cuanto a la localización geográfica de los sitios, siendo algunos de acceso complicado.

Se analizarán en el presente capítulo, dos sitios ubicados en la región metropolitana, con condiciones de operación muy similares pero con sistemas de puesta a tierra distintos.

## **5.2. Evaluación del sistema de puesta a tierra convencional**

Se analizarán las condiciones de operación de un sistema de puesta a tierra de tipo convencional, instalado actualmente en la radio base de telefonía celular de nombre Colinas de San Nicolás, ubicada en San José Pinula, propiedad de uno de los operadores del país.

El sistema de puesta a tierra consiste en 4 varillas tipo Copperweld de 5/8" x 2.4 metros, interconectadas por conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG. No hay bajante del pararrayos, sino en su lugar hay uniones entre las secciones de una de las patas de la torre, consistente en conductor desnudo de cobre calibre 2/0 AWG soldado mediante método exotérmico en ambos extremos. Esta práctica es común en los sitios donde hay robo constante del sistema de puesta a tierra. No se encontró cable de aterrizaje de platinas en la torre.

El sitio cuenta con una acometida trifásica estrella 120/208 VAC, 30 KVA, con un consumo promedio por fase de apenas 10 Amperios. En la capa superficial del terreno existe unrecubrimiento de aproximadamente 20 centímetros de grava cuya resistividad es de 2500  $\Omega$ -mt. El conductor que interconecta las varillas está colocada aproximadamente a 40 centímetros de profundidad respecto el nivel de piso.

Todas las uniones cable-cable, cable-varillas, fueron realizados por el método exotérmico. Se realizaron mediciones con el equipo marca METREL modelo MI 2088, encontrando los siguientes parámetros:

- Resistividad del terreno, por el método de los cuatro puntos
- Resistencia de malla, por el método de los tres puntos.
- Resistencia en diferentes puntos, por el método de inducción.

En la figura 54 se muestran algunas imágenes del proceso de medición.

Figura 54. **Proceso de medición a) Colocación de picas b) Resultados de la medición**



a)



b)

Fuente: fotografías tomadas en radio base Colinas de San Nicolás, San José Pinula.

En la tabla III se muestran los resultados de las mediciones.



Tabla III. **Mediciones en el sistema convencional, radio base Colinas de San Nicolás**

| <b>Parámetro</b>   | <b>Resultado</b> | <b>Un.</b>   |
|--|------------------|--------------|
| <b>Resistividad del terreno, medida 1</b>                                    | 30,3             | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistividad del terreno, medida 2</b>                                    | 26,1             | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistividad promedio</b>   | 28,2             | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistencia promedio de la malla.</b>                                     | 0,49             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de interconexión entre varillas, punto 1.</b>                 | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de interconexión entre varillas, punto 2.</b>                 | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de circuito de puesta a tierra de equipos de transmisión.</b> | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de circuito de puesta a tierra de neutro.</b>                 | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de circuito de puesta a tierra de platina de exterior.</b>    | 0,01             | $\Omega$     |

Fuente: elaboración propia.

En el apéndice A se muestra la memoria de cálculo según IEEE Std-80-2000 para el sistema convencional actual, y en la tabla IV se muestra el resumen de resultados de dichos cálculos.

Tabla IV. Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema convencional

| Parámetro   | Resultado |       |
|---|-----------|-------|
| <p><b>Corriente de corto circuito, <math>I_{CC}</math></b></p> $I_{CC} = KVA / (\sqrt{3} * Z\% * V_L)$ <p>Ztrafo= 5%</p>  | 1667      | Amp   |
| <p><b>Corriente de falla en el sistema, <math>I_g</math></b></p> $I_g = I_{CC} * F_d * F_c$ <p>Fd= 1.125, Fc=1.5</p>  | 2814      | Amp   |
| <p><b>Corriente en la malla de puesta a tierra, <math>I_G</math></b></p> $I_G = I_g * S_f$ <p>Sf = 0.9 (considerando que el 90% de la corriente va a la malla).</p> | 2532      | Amp   |
| <p><b>Tensión en la periferia, <math>E_s</math>.</b></p> $E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$   | 373       | Volt. |
| <p><b>Tensión de paso, <math>E_{paso70}</math>.</b></p> $E_{paso70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$  | 4661      | Volt  |
| <p><b>Tensión de contacto, <math>E_{contacto70}</math>.</b></p> $E_{contacto70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$                            | 1428      | Volt  |
| <p><b>Tensión de malla, <math>E_m</math>.</b></p> $E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$  | 725       | Volt  |

Continuación de la tabla IV.

|  |             |            |
|--|-------------|------------|
| <b>Resistencia de la malla, R<sub>g</sub>.</b><br><br>$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$ | <b>0,61</b> | <b>Ohm</b> |
| <b>Resistencia requerida, R<sub>TD</sub>.</b><br><br>$R_{td} = \frac{Epr}{IG}$   | 1,97        | Ohm        |

Fuente: elaboración propia.

Se procede a comparar los valores como sigue:

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

$$E_m < E_{\text{contacto}}$$

$$R_g \leq R_{TD}$$

$$E_s = 373 \text{ Volt} < E_{\text{paso}} = 4661 \text{ Volt.}$$

$$E_m = 725 \text{ Volt} < E_{\text{contacto}} = 1428 \text{ Volt}$$

$$R_g = 0,61 \Omega < R_{TD} = 1,97 \Omega$$

Según los resultados obtenidos y comparados, la red en su condición actual es segura.

### 5.3. Evaluación económica y operativa del sistema de puesta a tierra convencional

En la tabla V se muestran los materiales y costos del sistema de puesta a tierra instalado.

Tabla V. **Materiales y costos sistema de puesta a tierra convencional**

| <b>Material</b>  | <b>Cantidad</b> | <b>Suministro e instalación.</b> | <b>Sub-Total</b>    |
|--|-----------------|----------------------------------|---------------------|
| <b>Varillas Cooperweld instaladas.</b>                     | 4 un.           | Q. 150,00                        | Q.600,00            |
| <b>Cable desnudo 2/0 AWG, Anillo y conexiones.</b>         | 50 mt.          | Q. 150,00                        | Q. 7500,00          |
| <b>Cable desnudo 2/0 AWG. Bajante de Platinas en Torre</b> | 50 mt.          | Q. 150,00                        | Q. 7500,00          |
| <b>Cable desnudo 2/0 AWG. Bajante de Pararrayos</b>        | 50 mt.          | Q. 150,00                        | Q. 7500,00          |
| <b>Soldaduras Exotérmicas</b>                              | 20 un.          | Q. 150,00                        | Q. 3000,00          |
| <b>Platinas de Cobre existentes.</b>                       | 3 un.           | Q.2500,00                        | Q. 7500,00          |
| <b>Obra Civil existente.</b>                               | Lote            | Q. 4000,00                       | Q. 4000,00          |
| <b>Misceláneos existentes*</b>                             | Lote            | Q. 2500,00                       | Q. 2500,00          |
| <b>Imprevistos</b>   | -               | Q. 3000,00                       | Q. 3000,00          |
| <b>GRAN TOTAL :</b>  |                 |                                  | <b>Q. 43 100,00</b> |

\**Misceláneos existentes: tornillos, terminales de entallar, tubería, cajas de registro, etiquetas.*

Fuente: elaboración propia.

Los materiales en letra cursiva deben instalarse para complementar el SPT convencional y así aumentar su confiabilidad ante condiciones desfavorables, por mencionar, la caída de un rayo donde el cable bajante del pararrayos conducirá de forma segura una descarga de origen electroatmosférico desde el punto más alto hasta el SPT y que de no existir, se corre el riesgo que la descarga viaje por vías alternas que pongan en peligro la integridad del equipo y/o el personal. Por otro lado también se debe agregar el bajante de las platinas que aterrizan las guías de onda, cuyo objetivo es equipotenciar sus blindajes y drenar las corrientes no deseadas provenientes de ésta vía.

El tiempo de instalación de un sistema de puesta a tierra convencional, con estas características, es de aproximadamente 20 días continuos, bajo condiciones normales.

### **5.3.1. Costos por mantenimiento**

El mantenimiento preventivo del sistema de puesta a tierra convencional, para una radio base típica, se realiza en forma trimestral y consiste en las siguientes actividades:

- Medición de resistencia del SPT por el método de caída de potencial
- Inspección visual y física de las uniones, soldaduras, terminales y tornillos
- Limpieza de cajas de registro y superficie de conductores
- Registro en protocolo de observaciones y mediciones
- Entrega de reporte de mantenimiento a operador propietario

Este SPT tiene asignado un costo por mantenimiento preventivo trimestral aproximado de Q.2000, para un total anual de Q.8000.

### 5.3.2. Valor presente neto SPT convencional

En la tabla VI se muestra una proyección a cinco años, del costo por instalación y mantenimiento, para obtener el valor presente neto. Todos los valores son negativos debido a que representan desembolsos de capital anual.

A los costos operativos por mantenimiento se agregó un porcentaje de inflación del 4%, que es la tasa proyectada por el Banco Central de Guatemala para el 2013 según propuesta de Política Monetaria, Cambiaria y Crediticia resolución JM-171-2011 y confirmada en su última revisión en noviembre 2012. La tasa de descuento aplicada fue del 14%, que es la tasa de interés más baja con que se puede financiar por medio del sistema bancario el SPT. En la tabla VI se muestran los resultados.

Tabla VI. Valor presente neto SPT convencional

| 1. Desembolso inicial de la inversión |            |                  |                |                |                |                |                |
|---------------------------------------|------------|------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año                                   |            | 0                | 1              | 2              | 3              | 4              | 5              |
| Costo del sistema                     |            | -43 100 Q        |                |                |                |                |                |
| <b>Inversión inicial</b>              |            | <b>-43 100 Q</b> |                |                |                |                |                |
| 2. Flujo neto de efectivo anual       |            |                  |                |                |                |                |                |
| Mantenimiento preventivo anual        |            |                  | -8000 Q        | -8000 Q        | -8000 Q        | -8000 Q        | -8000 Q        |
| Inflación                             | 4%         |                  | -320 Q         | -640 Q         | -960 Q         | -1280 Q        | -1600 Q        |
| <b>Flujo neto de efectivo anual</b>   |            | <b>-43 100 Q</b> | <b>-8320 Q</b> | <b>-8640 Q</b> | <b>-8960 Q</b> | <b>-9280 Q</b> | <b>-9600 Q</b> |
| <b>VALOR PRESENTE NETO</b>            | <b>14%</b> | <b>-73 575 Q</b> |                |                |                |                |                |

Fuente: elaboración propia.

La cantidad de Q.73 575 representa el costo actual del SPT convencional en la proyección a cinco años, y siendo todos los números negativos, significa que únicamente ocurren desembolsos de capital en el período de análisis.

#### **5.4. Evaluación del sistema de puesta a tierra estructural**

A continuación se analiza el SPT tipo estructural instalado actualmente en la radio base denominada ciudad San Cristóbal, ubicada en zona 8 de Mixco. El sistema consiste en cuatro electrodos interconectados por medio de conductor de cobre desnudo calibre 2/0 AWG, recubierto de componente denominado mejorador de suelos explicado en la sección 4.1.4. A diferencia del sistema convencional, en este sistema se realizan las uniones por medio de terminales ponchables, en las conexiones cable-electrodo cable-platina.

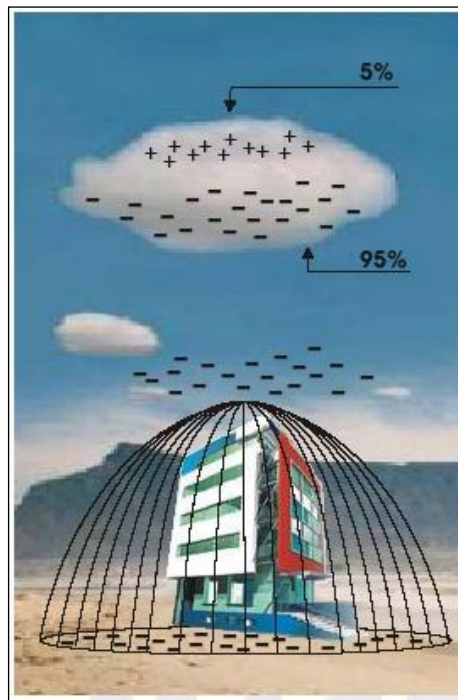
En el caso del aterrizaje de la estructura de la torre, tanque y otros, se perfora una parte maciza (generalmente ese orificio ya existe) y se coloca un tornillo, realizando el apriete con tuerca al otro extremo. Para evitar la sulfatación en las uniones, todas cuentan con grasa antisulfatante que reduce el efecto de oxidación entre las caras del conductor y la terminal ponchable. Se realizaron mediciones con el equipo marca METREL modelo MI 2088, registrando los siguientes parámetros:

- Resistividad del terreno, por el método de los cuatro puntos
- Resistencia de malla, por el método de los tres puntos
- Resistencia en diferentes puntos, por el método de inducción

Es importante resaltar, que en éste caso la medición del bajante del pararrayos registró un valor mayor a 99,9 Ohms, lo que indica que existe un circuito abierto entre éste y el electrodo, condición requerida por éste sistema,

ya que debe existir un camino aislado entre el suelo y la punta de pararrayos para que las cargas catódicas del subsuelo se transfieran únicamente a esta y cumpla su función de repeler las descargas electroatmosféricas. En la figura 55 se muestra éste concepto.

Figura 55. **Efecto catódico de la plataforma estructural**



Fuente: Guías de instalación en <<http://massatierra.net/sec6.php?p=mx>>. Consulta: octubre de 2012.

En la tabla VII se muestran los resultados de las mediciones efectuadas.



Tabla VII. **Mediciones en el sistema estructural, radio base Ciudad San Cristóbal**

| <b>Parámetro</b>   | <b>Resultado</b> | <b>Un.</b>   |
|--|------------------|--------------|
| <b>Resistividad del terreno, medida 1.</b>                                   | 76,8             | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistividad del terreno, medida 2.</b>                                   | 48,7             | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistividad promedio.</b>  | 62,75            | $\Omega$ -mt |
| <b>Resistencia de la malla, medida 1.</b>                                    | 1,26             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de la malla, medida 2.</b>                                    | 1,07             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia promedio de la malla.</b>                                     | 1,16             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de interconexión entre electrodos, punto 1.</b>               | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de interconexión entre electrodos, punto 2.</b>               | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia del bajante de platina de guías de onda 1.</b>                | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia del bajante de platina de guías de onda 2.</b>                | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia del bajante del pararrayos</b>                                | >99,9            | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de circuito de puesta a tierra de equipos de transmisión.</b> | 0,01             | $\Omega$     |
| <b>Resistencia de circuito de puesta a tierra de platina de equipos.</b>     | 0,01             | $\Omega$     |

Fuente: elaboración propia.

El sitio cuenta con una acometida trifásica de 150 KVA, banco exclusivo, estrella aterrizada 120/208 VAC, con una ocupación actual de 40 amperios por fase. La superficie del terreno no cuenta con ningún tipo de recubrimiento.

En el apéndice A se muestra la memoria de cálculo según IEEE Std-80-2000 para el sistema estructural actual y en la tabla VIII se muestra el resumen de resultados de dichos cálculos.

Tabla VIII. **Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural en su condición actual**

| <b>Parámetro</b>   | <b>Resultado</b> | <b>Un.</b> |
|--|------------------|------------|
| <b>Corriente de corto circuito, <math>I_{cc}</math></b><br>$I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} * Z\% * V_L)$ Ztrafo= 5%  | 8338             | Amp        |
| <b>Corriente de falla en el sistema, <math>I_g</math></b><br>$I_g = I_{cc} * F_d * F_c$ Fd= 1.125, Fc=1.5  | 14 069           | Amp        |
| <b>Corriente en la malla de puesta a tierra, <math>I_G</math></b><br>$I_G = I_g * S_f$ Sf = 0.9 (considerando que el 90% de la corriente va a la malla). | 12 662           | Amp        |
| <b>Tensión en la periferia, <math>E_s</math>.</b><br>$E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$  | 4716             | Volt       |
| <b>Tensión de paso, <math>E_{paso70}</math>.</b><br>$E_{paso\ 70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$                                 | 483              | Volt       |
| <b>Tensión de contacto, <math>E_{contacto70}</math>.</b><br>$E_{contacto\ 70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$                   | 384              | Volt       |

Continuación de la tabla VIII.

| Tensión de malla, $E_m$ .  |      |                  |
|--|------|------------------|
|  |      | <b>6722 Volt</b> |
| <b>Resistencia de la malla, <math>R_g</math>.</b>  |      |                  |
| $R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$ | 1,27 | Ohm              |
| <b>Resistencia requerida, <math>R_{TD}</math>.</b>   |      |                  |
| $R_{td} = \frac{Epr}{IG}$  | 0,40 | Ohm              |

Fuente: elaboración propia.

Se procede a comparar los valores como sigue:

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

$$E_m < E_{\text{contacto}}$$

$$R_g \leq R_{TD}$$

$$E_s = 4715 \text{ Volt} > E_{\text{paso}} = 483 \text{ Volt.}$$

$$E_m = 6722 \text{ Volt} > E_{\text{contacto}} = 384 \text{ Volt}$$

$$R_g = 1,27 \Omega > R_{TD} = 0,40 \Omega$$

Según los resultados obtenidos y comparados, la red en su condición actual es NO SEGURA.

Se debe analizar el contexto general del sitio bajo análisis, ya que independiente del SPT, persiste un error técnico al conservar una acometida sobredimensionada de la que se ocupa alrededor del 10% de su capacidad. La carga actual oscila en promedio en 40 amperios por fase y si se considera un crecimiento de hasta el 100%, la acometida máxima a instalar debería ser de 30 KVA según el siguiente cálculo:

$$\text{KVA actuales} = \frac{40\text{Amp} * 208\text{ V} * \sqrt{3}}{1000} = 14,4\text{ KVA}$$

$$\text{KVA futuros} = \text{KVA actuales} * \% \text{ crecimiento} = 14,4\text{ KVA} * 100\% = 28,8\text{ KVA}$$

A este punto la solución para que el SPT estructural sea seguro puede tomar dos direcciones: ampliar el SPT ó sustituir la acometida por una de menor tamaño.

#### **5.4.1. Ampliación del SPT estructural**

Se considero la instalación de 3 electrodos adicionales del tipo estructural y la aplicación de 20 centímetros de grava en toda la superficie expuesta del terreno. Se procedió a realizar los cálculos resumiendo los resultados en la tabla IX. En el apéndice A se muestra la memoria de cálculo según IEEE Std-80-2000 para ésta condición.

Tabla IX. Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural ampliado y agregando capa de grava

| Parámetro   | Resultado | Un.  |
|---|-----------|------|
| <p><b>Corriente de corto circuito, <math>I_{cc}</math></b></p> $I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} * Z\% * V_L)$ <p>Ztrafo= 5%</p>  | 8338      | Amp  |
| <p><b>Corriente de falla en el sistema, <math>I_g</math></b></p> $I_g = I_{cc} * F_d * F_c$ <p>Fd= 1.125, Fc= 1.5</p>   | 14 069    | Amp  |
| <p><b>Corriente en la malla de puesta a tierra, <math>I_G</math></b></p> $I_G = I_g * S_f$ <p>Sf = 0.9 (considerando que el 90% de la corriente va a la malla).</p> | 12 662    | Amp  |
| <p><b>Tensión en la periferia, <math>E_s</math>.</b></p> $E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_s}$   | 4442      | Volt |
| <p><b>Tensión de paso, <math>E_{paso70}</math>.</b></p> $E_{paso\ 70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$  | 4674      | Volt |
| <p><b>Tensión de contacto, <math>E_{contacto70}</math>.</b></p> $E_{contacto\ 70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$                          | 1432      | Volt |
| <p><b>Tensión de malla, <math>E_m</math>.</b></p> $E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$  | 6277      | Volt |

Continuación de la tabla IX.

|   |      |     |
|---|------|-----|
| <b>Resistencia de la malla, <math>R_g</math>.</b><br><br>$R_g = \rho \left[ \frac{1}{L_T} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left( 1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{20/A}} \right) \right]$ | 1,12 | Ohm |
| <b>Resistencia requerida <math>R_{TD}</math>.</b><br><br>$R_{td} = \frac{Epr}{IG}$  | 0,40 | Ohm |

Fuente: elaboración propia.

Se procede a comparar los valores como sigue:

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

$$E_m < E_{\text{contacto}}$$

$$R_g \leq R_{TD}$$

$$E_s = 4442 \text{ Volt} < E_{\text{paso}} = 4674 \text{ Volt.}$$

$$E_m = 6277 \text{ Volt} > E_{\text{contacto}} = 1432 \text{ Volt}$$

$$R_g = 1,12 \Omega > R_{TD} = 0,40 \Omega$$

Se observa que a pesar de la colocación de más electrodos y capa de grava, la red continúa siendo no segura.

Se podría continuar con las proyecciones colocando más electrodos y cableado, pero ya desde esta primera estimación, el sistema estructural se vuelve impráctico desde el punto de vista técnico y aún más desde el punto de

vista económico, por lo que la opción de ampliar el sistema estructural no es viable.

#### 5.4.2. Sustitución de acometida eléctrica más aplicación de capa de grava

Se procede a realizar el ensayo ahora sustituyendo la acometida actual por una de 30 KVA y agregando 20 centímetros de grava en la superficie expuesta. En la tabla X se muestra el resumen de los cálculos y en el apéndice A se muestra la memoria de cálculo según IEEE Std-80-2000 para esta condición.

Tabla X. Resumen de resultados según Norma IEEE-STD-80-2000 aplicada al sistema estructural, con una acometida de 30 KVA más capa de grava en superficie expuesta

| Parámetro   | Resultado | Un. |
|---|-----------|-----|
| <p><b>Corriente de corto circuito, <math>I_{cc}</math></b></p> <p><math>I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} * Z\% * V_L)</math></p> <p>Ztrafo= 5%</p>  | 1667      | Amp |
| <p><b>Corriente de falla en el sistema, <math>I_g</math></b></p> <p><math>I_g = I_{cc} * F_d * F_c</math></p> <p><math>F_d = 1.125, F_c = 1.5</math></p>  | 2814      | Amp |
| <p><b>Corriente en la malla de puesta a tierra, <math>I_G</math></b></p> <p><math>I_G = I_g * S_f</math></p> <p><math>S_f = 0.9</math> (considerando que el 90% de la corriente va a la malla).</p> | 2532      | Amp |

Continuación de la tabla X.

|  |      |      |
|--|------|------|
| <p><b>Tensión en la periferia, <math>E_s</math>.</b></p> $E_s = \frac{\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G}{L_S}$  | 943  | Volt |
| <p><b>Tensión de paso, <math>E_{\text{paso}70}</math>.</b></p> $E_{\text{paso } 70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$               | 4674 | Volt |
| <p><b>Tensión de contacto, <math>E_{\text{contacto}70}</math>.</b></p> $E_{\text{contacto } 70} = (1000 + 1.5C_s \cdot \rho_s) \frac{0.157}{\sqrt{I_s}}$ | 1432 | Volt |
| <p><b>Tensión de malla, <math>E_m</math>.</b></p> $E_m = \frac{\rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G}{L_M}$   | 1344 | Volt |
| <p><b>Resistencia de la malla, <math>R_g</math>.</b><br/>(valor promedio según mediciones reales efectuadas en sitio)</p>                                | 1,27 | Ohm  |
| <p><b>Resistencia requerida, <math>R_{TD}</math>.</b></p> $R_{td} = \frac{E_{pr}}{IG}$   | 197  | Ohm  |

Fuente: elaboración propia.

Se procede a comparar los valores como sigue:

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

$$E_m < E_{\text{contacto}}$$

$$R_g \leq R_{TD}$$



$$\begin{aligned}
 E_s &= 943 \text{ Volt} < E_{\text{paso}} &= 4674 \text{ Volt.} \\
 E_m &= 1344 \text{ Volt} < E_{\text{contacto}} &= 1432 \text{ Volt} \\
 R_g &= 1,27 \Omega < R_{TD} &= 1,97 \Omega
 \end{aligned}$$

Con estos cambios la red estructural cumple con la Norma IEEE Std-80-2000, por lo que en éste escenario la red se considera segura.

### **5.5. Evaluación económica y operativa del sistema de puesta a tierra estructural**

Seguido del análisis técnico, se procede a evaluar la parte financiera del sistema estructural, tomando como válido el escenario que incluye la sustitución de la actual acometida eléctrica y la aplicación de 20 centímetros de grava en toda la superficie del terreno.

El área operativa expuesta es de aproximadamente 400 metros cuadrados que tendrían que recubrirse con la capa aislante. Lo anterior equivale a aproximadamente 80 metros cúbicos de material ( $400 \text{ m}^2 \times 0,20 \text{ m} = 80 \text{ m}^3$ ).

Para la sustitución de la acometida se puede reutilizar el cableado de baja tensión y la medición autocontenida en caja tipo V. Según el manual de consideraciones particulares a la normativa de acometidas eléctricas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A., revisión 2010, apartado 3.1.2, la empresa suministradora del servicio eléctrico proporcionará los transformadores, cableado, protecciones primarias y medición para acometidas trifásicas de 12 kW hasta 70 kW.

En este caso se sustituirán únicamente los transformadores y las protecciones primarias, reutilizando el cableado de baja tensión y medidor. El operador propietario únicamente cubriría los costos indicados en la tabla XI.

Tabla XI. **Costos estimados por sustitución de acometida actual y por agregar capa superficial de grava**

| <b>Concepto</b>  | <b>Monto estimado en Q.</b> |
|--|-----------------------------|
| <b>Estudio técnico obligatorio solicitado por EEGSA</b>  | Q. 15 000                   |
| <b>Trámites de cancelación de servicio actual, apertura e inscripción de nuevo servicio</b>                          | Q. 5000                     |
| <b>Sustitución de interruptor principal actual por uno trifásico de 70 Amp.</b>                                      | Q. 2000                     |
| <b>Suministro e instalación de 80 metros cúbicos de grava, uniformemente distribuidos en la superficie expuesta.</b> | Q. 12 000                   |
| <b>TOTAL Q.</b>  | <b>Q. 34 000</b>            |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla XII se muestran los costos de los materiales instalados que conforman el SPT estructural, incluyendo el costo que tendría la sustitución de la acometida actual.

Tabla XII. **Materiales y costos sistema de puesta a tierra estructural**

| <b>Material</b>   | <b>Cant.</b>      | <b>Suministro e<br/>instalación.</b> | <b>Sub-Total</b>     |
|---|-------------------|--------------------------------------|----------------------|
| <b>Electrodo estructural</b>  | 4 un.             | Q. 25 000,00                         | Q. 100 000,00        |
| <b>Punta de pararrayos.</b>   | 1 un.             | Q. 15 000,00                         | Q. 15 000,00         |
| <b>Cable desnudo 2/0 AWG,<br/>Anillo y conexiones.</b>  | 50 mt.            | Q. 150,00                            | Q. 7500,00           |
| <b>Cable forrado 2/0 AWG.<br/>Bajante de Platinas en Torre.</b>                               | 75 mt.            | Q. 150,00                            | Q. 11 250,00         |
| <b>Cable forrado 250 MCM.<br/>Bajante de Pararrayos, más<br/>aterriaje de patas de torre.</b> | 85 mt.            | Q. 240,00                            | Q. 20 400,00         |
| <b>Platinas de Cobre.</b>   | 5 un.             | Q. 2500,00                           | Q. 12 500,00         |
| <b>Obra Civil.</b>  | 1 Lote            | Q. 10 000,00                         | Q. 10 000,00         |
| <b>Misceláneos existentes*</b>  | Lote              | Q. 10 000,00                         | Q. 10 000,00         |
| <b>Imprevistos</b>  | -                 | Q. 3000,00                           | Q. 3000,00           |
| <b>Sustitución de acometida</b>   | Lote              | Q. 22 000,00                         | Q. 22 000,00         |
| <b>Aplicación de capa de grava</b>  | 80 m <sup>3</sup> | Q. 12 000,00                         | Q. 12 000,00         |
| <b>GRAN TOTAL :</b>   |                   |                                      | <b>Q. 223 650,00</b> |

*\*Misceláneos existentes: terminales ponchables ya instaladas, tornillos, etiquetas, cinta de aislar de colores, tuberías.*

Fuente: elaboración propia.

El tiempo de instalación de un sistema de puesta a tierra estructural, con estas características, es de aproximadamente 40 días continuos bajo condiciones normales.

### **5.5.1. Costos por mantenimiento**

El mantenimiento preventivo para este tipo de sistemas estructurales, consiste básicamente en una inspección visual anual con un costo de Q.1 000, que incluye mediciones de resistencia, limpieza de registros y entrega de protocolo al operador propietario.

Esta es la principal ventaja del SPT estructural.

### **5.5.2. Valor presente neto SPT estructural**

En la tabla XIII se muestra una proyección a cinco años del costo por instalación y mantenimiento, para obtener el valor presente neto. Todos los valores son negativos debido a que representan desembolsos de capital anual.

A los costos operativos por mantenimiento se agregó un porcentaje de inflación del 4%, que es la tasa proyectada por el Banco Central de Guatemala, según se comentó anteriormente. La tasa de descuento aplicada fue del 14%, que es la tasa de interés más baja con que se puede financiar la instalación del SPT, por medio del sistema bancario.

En la tabla XIII se muestran los resultados.

Tabla XIII. Valor presente neto SPT estructural

| <b>1. Desembolso inicial de la inversión</b> |            |                   |                |                |                |                |                |
|--|------------|-------------------|----------------|----------------|----------------|----------------|----------------|
| Año  |            | 0                 | 1              | 2              | 3              | 4              | 5              |
| Costo del sistema...                         |            | -189 650 Q        |                |                |                |                |                |
| Costo sustitución de Acometida eléctrica     |            | -22 000 Q         |                |                |                |                |                |
| Aplicación capa de grava                     |            | -12 000 Q         |                |                |                |                |                |
| <b>Inversión inicial</b>                     |            | <b>-223 650 Q</b> |                |                |                |                |                |
| <b>2. Flujo neto de efectivo anual</b>       |            |                   |                |                |                |                |                |
| Mantenimiento preventivo anual               |            |                   | -1000 Q        | -1000 Q        | -1000 Q        | -1000 Q        | -1000 Q        |
| Inflación                                    | 4%         |                   | -40 Q          | -80 Q          | -120 Q         | -160 Q         | -200 Q         |
| <b>Flujo neto de efectivo anual</b>          |            | <b>-223 650 Q</b> | <b>-1040 Q</b> | <b>-1080 Q</b> | <b>-1120 Q</b> | <b>-1160 Q</b> | <b>-1200 Q</b> |
| <b>VALOR PRESENTE NETO</b>                   | <b>14%</b> | <b>-227 459 Q</b> |                |                |                |                |                |

Fuente: elaboración propia.

La cantidad de Q.227 459, representa el costo actual del SPT estructural en la proyección a cinco años, y siendo todos los números negativos, significa que únicamente ocurren desembolsos de capital en el período de análisis.

## 5.6. Resumen comparativo entre sistemas

A pesar que ambos sistemas no están aplicados al mismo sitio en particular, es posible hacer una comparación objetiva ya que los sitios bajo análisis se encuentran en el perímetro metropolitano, con dimensiones de terreno y cantidad de BTS muy similares, lo cual permite mostrar una

metodología de valoración y obtener resultados aceptables. Nuevamente se considerará como válido el escenario donde se sustituye la acometida y se aplica capa de grava, esto para el caso del SPT estructural.

Para realizar la valoración técnica, se toman los principales parámetros eléctricos de ambos sistemas, tales como:

- Resistencia de la malla ( $R_g$ ) y resistencia requerida por la Norma IEEE Std-80-2000 ( $R_{TD}$ ),
- Tensión en la periferia de la malla ( $E_s$ ) y la tensión de paso ( $E_{paso}$ )
- Tensión en la malla ( $E_m$ ) y la tensión de contacto ( $E_{contacto}$ )

Para realizar la valoración económica, se toman los principales parámetros financieros, tales como:

- Inversión o desembolso inicial
- Costos operativos por mantenimiento preventivo anual
- Valor presente neto en el mismo período de análisis

La metodología utilizada consiste en asignar una ponderación a cada parámetro a evaluar, se colocan los valores más importantes obtenidos en cada SPT y se calcula el punteo obtenido para cada uno.

Por ejemplo, para la resistencia de malla, el mayor punteo lo obtendrá el sistema que presente el menor valor de dicha resistencia, ya que este SPT tendrá un mejor desempeño para drenar las corrientes de cortocircuito y/o de falla, evitando daños al personal y equipos.

De la misma manera, tendrá un mayor punteo el sistema que presente el menor valor presente neto, ya que dicho sistema requerirá menores recursos de inversión inicial y mantenimiento durante el periodo de evaluación, es decir, será un sistema más eficiente al realizar un trabajo utilizando los menores recursos posibles. En general, la fórmula utilizada para calcular los punteos obtenidos es:

$$Puntos\_obtenidos = \frac{Valor\_menor * Ponderación}{Valor\_X}$$

En la tabla XIV se muestra la valoración y ponderación técnica y económica de ambos sistemas, y donde se observa que desde ambas perspectivas, el SPT convencional es el sistema más viable para este tipo de radio bases, con un resultado general de 87 puntos en comparación con los 65 puntos del SPT estructural. Es importante mencionar, que el análisis fue efectuado para radio bases que presentaban condiciones de equipamiento, espacio físico, tipo de suelo y ubicación geográfica, todas muy similares, por lo que los resultados anteriores deben considerarse como válidos tomando las restricciones ya indicadas y no deben generalizarse a cualquier escenario, sino se debe analizar cada caso en particular.

Tabla XIV. **Resumen valoración técnica y económica entre ambos sistemas de puesta a tierra**

| <b>1. VALORACION TECNICA (50 puntos)</b> |                                      |                             |                  |                            |                  |
|--|--------------------------------------|-----------------------------|------------------|----------------------------|------------------|
| <b>Ponderación</b>                       | <b>Parámetro</b>                     | <b>Sistema convencional</b> |                  | <b>Sistema estructural</b> |                  |
|  |                                      | Valor parámetro             | Puntos obtenidos | Valor parámetro            | Puntos obtenidos |
| 5  | Tiempo de instalación (días)         | 20                          | 5                | 40                         | 3                |
| 15                                       | Resistencia de malla Rg ( $\Omega$ ) | 0,61                        | 15               | 1,27                       | 7                |
| 15                                       | E s <Epasso                          | Si                          | 15               | Si                         | 15               |
| 15                                       | Em<Econtacto                         | Si                          | 15               | Si                         | 15               |
| <b>50</b>                                | <b>Total (puntos)</b>                |                             | <b>50</b>        |                            | <b>40</b>        |

| <b>2. VALORACION ECONOMICA (50 puntos)</b> |                               |                             |                  |                            |                  |
|--|-------------------------------|-----------------------------|------------------|----------------------------|------------------|
| <b>Ponderación</b>                         | <b>Parámetro</b>              | <b>Sistema convencional</b> |                  | <b>Sistema estructural</b> |                  |
|  |                               | Valor parámetro             | Puntos obtenidos | Valor parámetro            | Puntos obtenidos |
| 10   | Inversión inicial (Q)         | Q.43 100                    | 10               | Q.223 650                  | 2                |
| 15   | Mantenimiento total anual (Q) | Q.8000                      | 2                | Q.1000                     | 15               |
| 25   | VPN a 5 años (Q)              | Q.73575                     | 25               | Q.227459                   | 8                |
| <b>50</b>                                  | <b>Total (puntos)</b>         |                             | <b>37</b>        |                            | <b>25</b>        |



Continuación de la tabla XIV.

| <b>3. RESUMEN VALORACIÓN TÉCNICA Y ECONÓMICA</b> |                         |                             |                            |
|--|-------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| <b>Ponderación</b>                               | <b>Parámetro</b>        | <b>Sistema convencional</b> | <b>Sistema estructural</b> |
|  |                         | <b>Puntos obtenidos</b>     | <b>Puntos obtenidos</b>    |
| 50   | Valoración<br>Técnica   | <b>50</b>                   | <b>40</b>                  |
| 50   | Valoración<br>Económica | <b>37</b>                   | <b>25</b>                  |
| 100  | <b>Total (puntos)</b>   | <b>87</b>                   | <b>65</b>                  |

Fuente: elaboración propia.

A pesar de los resultados anteriores, el SPT estructural puede ser una opción viable para aquellos sitios de difícil acceso donde el costo por mantenimiento preventivo, sea un monto anual considerablemente alto.



## CONCLUSIONES

1. El sistema de puesta a tierra es parte fundamental en todo sistema eléctrico, tanto para la seguridad de las personas como para la continuidad de los servicios, siendo además obligatorio su uso de acuerdo a las Normas IEEE Std-80-2000 y NEC 2008.
2. En la actualidad en los sitios de telecomunicaciones, se instalan equipos altamente sensibles y susceptibles ante leves variaciones provocadas incluso, por descargas electrostáticas del mismo personal que los opera. Por ello, el instalar un sistema de puesta a tierra se ha convertido en una obligación y parte fundamental del diseño del cualquier sitio.
3. El sistema convencional, presenta menor tiempo de ejecución así como menor inversión inicial. Su principal desventaja es el mantenimiento preventivo que puede ser un aspecto muy crítico para sitios de difícil acceso.
4. El sistema estructural tiene la ventaja de requerir de un mínimo mantenimiento anual. Sus desventajas son el mayor tiempo de ejecución y una alta inversión inicial.
5. En los resultados obtenidos el SPT convencional es el sistema que oferta mayores ventajas técnicas y económicas, por lo que representa la opción más viable.

6. En los resultados obtenidos el SPT estructural representa la opción menos viable. Sin embargo, su aplicación no debe descartarse del todo, sino debe considerarse y analizarse para aquellos sitios de difícil acceso donde los costos por mantenimiento preventivo son elevados.
  
7. El análisis fue efectuado para radio bases que presentaban condiciones de equipamiento, espacio físico, tipo de suelo y ubicación geográfica, todas muy similares, por lo que los resultados anteriores deben considerarse como válidos tomando las restricciones indicadas y no generalizarse a cualquier escenario.

## RECOMENDACIONES

1. En todo nuevo proyecto de telecomunicaciones, se debe incluir el tema del sistema de puesta a tierra como uno de los más importantes.
2. Para los sitios que presentan condiciones muy similares a las indicadas, se debe analizar el sistema convencional como primera opción.
3. Para los sitios que presentan condiciones distintas a las indicadas, se deben analizar de forma particular tomando en consideración aspectos técnicos y económicos para determinar cuál sistema de tierra es la opción más viable, utilizando para ello una metodología como la mostrada.
4. En los sitios donde los costos por mantenimiento preventivo sean elevados, deben considerarse otro tipo de plataformas de puesta a tierra que requieran mantenimientos mínimos, como lo son los sistemas estructurales.
5. Para todo sistema de puesta a tierra, mínimo una vez por año, se debe realizar una inspección visual, mediciones de resistencia y resistividad, y aplicar el logaritmo de cálculo de la Norma IEEE Std-80-2000 para determinar si la red es funcional y segura. Caso contrario, se deben agregar los elementos necesarios para cumplir con la normativa.

6. Sitios con condiciones distintas a las que se plantearon en el presente trabajo de graduación, deben analizarse de forma particular utilizando una metodología como la mostrada.

## BIBLIOGRAFÍA

1. BEDOYA, Guillermo. “*Subestaciones eléctricas*”. En: *Apuntes de cátedra de subestaciones eléctricas*. (Fac. Ingeniería 2do. semestre 2009). Guatemala: USAC, 2009.
2. DIAZ, Pablo. *Soluciones prácticas para la puesta a tierra de sistemas eléctricos de distribución*. Castro, Felipe (rev. tec.). México, D.F.: McGraw-Hill, 2001. 331 p. ISBN 970-10-3213-6.
3. Faragauss Systems. *Norma de instalación. Faragauss*. Guadalajara, Jal: Faragauss, 2000. 85 p.
4. Institute of Electricians and Electronics Engineers. *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. IEEE Std-80-2000. New Jersey: IEEE, 2000. 200 p.
5. \_\_\_\_\_. *Grounding of Industrial and Commercial Power System, Green Book*. Std-142-2007. New York: IEEE, 2007. 215 p.
6. \_\_\_\_\_. *Powering and Grounding Electronic Equipment, Emerald Book*. IEEE Std-1100-2005. New Jersey: IEEE, 2005. 178 p.
7. INTECAP. *Normativa de acometidas eléctricas de Empresa Eléctrica de Guatemala, S. A.* Guatemala: Intecap, 2010. 24 p.

8. MARTÍN, José Raúl. *Diseño de subestaciones eléctricas*. 2a ed. México, D.F.: UNAM, 2000. 545 p. ISBN 968-36-8303-7.
9. National Fire Protection Association. *National Electric Code 2009*. California: NFPA, 2009. 860 p.
10. Norma Oficial Mexicana. *NOM-001-SEDE-2005*. México, D.F.: NOM, 2005. 760 p.
11. RUELAS GÓMEZ, Roberto. *Teoría y diseño de sistemas de tierras según las normas oficiales mexicanas (NOM) e IEEE*. [en línea][ref. agosto 2012]. México, D.F.: 2005. Disponible en Web: <<http://www.ruelsa.com/notas/tierras/pe01.html>>.
12. Total Ground. *Guías de Instalación Total Ground*. [en línea][ref. julio 2012]. Guadalajara, Jal: Total Ground, 2012. Disponible en Web: <[http://www.totalground.com/guias\\_instalacion.html](http://www.totalground.com/guias_instalacion.html)>.



## APÉNDICE

### AA.1. Memoria de cálculo según IEEE Std-80-2000

A continuación se muestran las memorias de cálculo que se aplicaron al SPT convencional como al SPT estructural éste último en tres escenarios, condición actual, sistema ampliado y sustitución de acometida eléctrica. Todos los cálculos están basados en la Norma IEEE-Std-80-2000.

El tiempo de operación de los dispositivos de protección es aproximadamente 0,1 segundos, período en el cual la corriente de falla circula hacia el SPT, por lo que se consideró un tiempo mayor de duración de falla igual a 12 ciclos o 0,2 segundos. Con el tiempo de falla establecido se seleccionó el factor de decremento de la tabla A.1 ( $F_d = 1,125$ ). El factor de crecimiento de la instalación se consideró del 50% ( $F_c = 1,5$ ).

En la tabla A.1 se muestran los valores típicos del factor de decremento.

Tabla A.1. Valores típicos factor de decremento, Fd

| Duración de falla<br>$t_f$ |                | Factor de decremento $\alpha$ |          |          |          |
|----------------------------|----------------|-------------------------------|----------|----------|----------|
| Segundos                   | Ciclos A 60 Hz | X/R = 10                      | X/R = 20 | X/R = 30 | X/R = 40 |
| 0,00833                    | 0,5            | 1,576                         | 1,648    | 1,675    | 1,688    |
| 0,05                       | 3              | 1,232                         | 1,378    | 1,462    | 1,515    |
| 0,10                       | 6              | 1,125                         | 1,232    | 1,316    | 1,378    |
| 0,20                       | 12             | 1,064                         | 1,125    | 1,181    | 1,232    |
| 0,30                       | 18             | 1,043                         | 1,085    | 1,125    | 1,163    |
| 0,40                       | 24             | 1,033                         | 1,064    | 1,095    | 1,125    |
| 0,50                       | 30             | 1,026                         | 1,052    | 1,077    | 1,101    |
| 0,75                       | 45             | 1,018                         | 1,035    | 1,052    | 1,068    |
| 1,00                       | 60             | 1,013                         | 1,026    | 1,039    | 1,052    |

Fuente: Sistema de tierra para plantas y subestaciones eléctricas, Roberto Ruelas [consultado enero 2013]. Tabla traducida de IEEE-Std-80-2000. Disponible en la web:

<http://bdigital.uao.edu.co/bitstream/10614/1375/1/TEL00509.pdf>

En la tabla A.2 se muestra la memoria de cálculo para el sistema convencional en su condición actual.

Tabla A.2. Memoria de cálculo de SPT convencional

| Consideraciones generales                               |                           |             |                    |          |
|---|---------------------------|-------------|--------------------|----------|
| Acometida eléctrica:                                    | Trifásica estrella 30 KVA |             |                    |          |
| Consumo por Fase  | 10 Amp                    |             |                    |          |
| Tiempo de Falla, ts                                     | <b>12 ciclos</b>          | $\sqrt{ts}$ | <b>0,44721</b>     | segundos |
| Parámetro a calcular ú operaciones previas al resultado |                           |             | Resultado          | Un.      |
| Z% Tranformador   |                           |             | 0,05000            |          |
| $I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} \cdot V \cdot Z\%)$           |                           |             | <b>1 667,40774</b> | Amp      |
| Factor crecimiento, Fc                                  |                           |             | 1,50000            |          |
| Factor de decremento, Fd                                |                           |             | 1,12500            |          |
| $I_g = I_{cc} \cdot F_d \cdot F_c$                      |                           |             | <b>2 813,75056</b> | Amp      |
| Sf, 90% de Icc se va al SPT                             |                           |             | 90000              |          |
| $I_G = I_{cc} \cdot S_f$                                |                           |             | <b>2 532,37550</b> | Amp      |
| $\rho$ , resistividad promedio                          |                           |             | 220,000            | Ohm-     |

|   |   |                    |           |
|---|---|--------------------|-----------|
|   |   |                    | metro     |
| $\rho_s$ , resistividad superf.   |   | 2 500,00000        | Ohm-metro |
| hs, capa de grava   |   | 0,20000            | metros    |
| $C_s = 1 - ((0,09(1 - (\rho/\rho_s)))/(2hs + 0,9))$   |   | 0,81840            |           |
| $E_{\text{contacto70}} = (1000 + 1,5C_s \rho_s) * (0,157/\sqrt{ts})$  |   | <b>1 428,47186</b> | Volts     |
| $E_{\text{contacto70}} = (1000 + 6C_s \rho_s) * (0,157/\sqrt{ts})$  |   | <b>4 660,69944</b> | Volts     |
| $L_c$ , longitud horizontal conductor enterrado ( $\text{Ancho} * \# \text{Var} + \text{Largo} * \# \text{Var}$ ) |   | 78,00000           | metros    |
| $L_R$ , longitud total electrodos enterrados ( $\text{Longitud Var} * \# \text{Var}$ )                            |   | 9,72000            | metros    |
| $L_s = 0,75 L_c + 0,85 L_R$ ; Long. Efectiva conduct. Enterr.   |   | 66,76200           | metros    |
| $L_p$ , longitud perimetral del sitio ( $2 * \text{Largo} + 2 * \text{Ancho}$ )                                   |   | 114,00000          | metros    |
| $n_a = 2 * L_c / L_p$   |   | 1,36842            |           |
| $n_b = \sqrt{L_p / (4 * \sqrt{A})}$   | $L_p$ , longitud perimetral ( $2 * \text{ancho} + 2 * \text{largo}$ );<br><br>$\text{Area} = \text{Ancho} * \text{Largo}$ | 1,00381            |           |
| $n_c = ((L_x * L_y) / A)^{0,7A / (L_x * L_y)}$  | $L_x$ , longitud en x; $L_y$ , longitud en y  | 1,00000            |           |
| $n_d = D_m / \sqrt{L_x^2 + L_y^2}$  | $D_m$ = distancia más larga, 35 mt  | 1,00000            |           |
| $n = n_a * n_b * n_c * n_d$ , número efectivo de conductores paralelos  |   | 1,37363            |           |
| $D$ , distancia horizontal entre electrodos   |   | 10,00000           | metros    |
| $h$ , profundidad de enterramiento de conductor   |   | 0,40000            | metros    |
| $K_s = (1/\pi) [(1/2 * h) + (1/(D+h)) + ((1 - 0,5^{(n-2)})/D)]$   |   | <u>0,41119</u>     |           |
| $K_i = 0,644 + 0,148n$  |   | 0,84730            |           |

|   |                  |              |
|---|------------------|--------------|
| $E_s = (\rho \cdot K_s \cdot K_i \cdot I_G) / L_s$  | <b>372,66911</b> | <b>Volt</b>  |
| $K_{ii} = 1 / ((2 \cdot n)^{(2/n)})$  | <u>0,22960</u>   |              |
| $K_h = \sqrt{1 + (h/h_o)}$ ; $h_o = 1 \text{ mt}$   | 1,18322          |              |
| d, diametro del electrodo vertical  | 0,01588          | metros       |
| $K_m = (1/2 \cdot \pi) \cdot [\ln[(D^2/(16 \cdot h \cdot d)) + ((D+2 \cdot h)^2/(8 \cdot D \cdot d)) - (h/(4 \cdot d))] + (K_{ii}/K_h) \cdot \ln[8/(\pi \cdot (2 \cdot n - 1))]]$ | <u>1,12177</u>   |              |
| Lr, longitud vertical del electrodo enterrado   | 2,40000          | metros       |
| LR, longitud vertical de todos los electrodos enterrados  | 9,60000          | metros       |
| $LM = L_c + [1,55 + 1,22(L_r/\sqrt{L_x^2 + L_y^2})] \cdot LR$   | 93,57220         | metros       |
| $E_m = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G / LM$   | <b>725,38794</b> | <b>Volts</b> |
| LT, longitud total del conductor enterrado,<br>(Ancho*#Varilla)+(Largo*#Varilla)+(Long.varilla*#Varilla)  | 155,60000        | metros       |
| $R_g = \rho \cdot [(1/LT) + (1/\sqrt{20A}) \cdot (1 + (1/(1+h \cdot \sqrt{20A})))]$   | <b>0,61385</b>   | <b>Ohms</b>  |
| RTD = Epr / IG, valor requerido de resistencia  | <b>1,97443</b>   | <b>Ohms</b>  |
| Epr, voltaje máximo que toleran los equipos sensibles igual a 5000 Volts  |                  |              |

#### Resumen de cálculos

|            |                    |      |    |                  |      |
|------------|--------------------|------|----|------------------|------|
| E Paso     | <b>4 660,69944</b> | Volt | Es | <b>372,66911</b> | Volt |
| E contacto | <b>1 428,47186</b> | Volt | Em | <b>725,38794</b> | Volt |
| RTD        | <b>1,97443</b>     | Ohm  | Rg | <b>0,61385</b>   | Ohm  |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla A.3 se muestra la memoria de cálculo para el SPT estructural en su condición actual.

Tabla A.3. Memoria de cálculo SPT estructural, condición actual

| Consideraciones generales   |  |             |              |           |
|---|--|-------------|--------------|-----------|
| Acometida eléctrica:  | Trifásica estrella 150 KVA                 |             |              |           |
| Consumo por Fase  | 40 Amp                                     |             |              |           |
| Tiempo de Falla, ts   | 12 ciclos                                  | $\sqrt{ts}$ | 0,44721      | segundos  |
| Parámetro a calcular ú operaciones previas al resultado                 |  |             | Resultado    | Un.       |
| Z% Tranformador   |  |             | 0,05000      |           |
| $I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} \cdot V \cdot Z\%)$                           |  |             | 8 337,03868  | Amp       |
| Factor crecimiento, Fc  |  |             | 1,50000      |           |
| Factor de decremento, Fd  |  |             | 1,12500      |           |
| $I_g = I_{cc} \cdot F_d \cdot F_c$                                      |  |             | 14 068,75278 | Amp       |
| Sf, 90% de Icc se va al SPT   |  |             | 0,90000      |           |
| $I_G = I_{cc} \cdot S_f$  |  |             | 12661,87750  | Amp       |
| $\rho$ , resistividad promedio  |  |             | 62,75000     | Ohm-metro |
| $\rho_s$ , resistividad superf.   |  |             | 62,75000     | Ohm-metro |
| hs, capa de grava   |  |             | 0,00000      | metro     |
| $C_s = 1 - ((0,09(1 - (\rho/\rho_s)))/(2hs + 0,09))$                    |  |             | 1,00000      |           |
| $E_{contacto70} = (1000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot (0,157/\sqrt{ts})$ |  |             | 384,10645    | Volts     |
| $E_{contacto70} = (1000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot (0,157/\sqrt{ts})$   |  |             | 483,23777    | Volts     |
| Lc, longitud horizontal conductor enterrado (Ancho*#Var + Largo*#Var)   |  |             | 65,00000     | metro     |
| LR, longitud total electrodos enterrados (Longitud Var * # Var)         |  |             | 6,00000      | metro     |
| $L_s = 0,75 L_c + 0,85 LR$ ; Long. Efectiva conduct. Enterr.            |  |             | 53,85000     | metro     |
| Lp, longitud perimetral del sitio (2*Largo + 2*Ancho)                   |  |             | 124,00000    | metro     |
| $n_a = 2 \cdot L_c / L_p$   |  |             | 1,04839      |           |
| $n_b = \sqrt{L_p / (4 \cdot \sqrt{A})}$                                 | Lp, longitud perimetral (2*ancho+2*largo); |             | 1,00959      |           |

|  |                                      |                    |              |
|--|--------------------------------------|--------------------|--------------|
|  | Area = Ancho*Largo                   |                    |              |
| nc =<br>$((Lx*Ly)/A)^{0,7A/(Lx*Ly)}$   | Lx, longitud en x; Ly, longitud en y | 1,00000            |              |
| nd = Dm /<br>$\sqrt{(Lx^2+Ly^2)}$  | Dm = distancia más larga, 40 mt      | 40,00000           |              |
| n = na*nb*nc*nd, número efectivo de conductores paralelos  |                                      | 1,05844            |              |
| D, distancia horizontal entre electrodos   |                                      | 10,00000           | metro        |
| h, profundidad de enterramiento de conductor   |                                      | 0,40000            | metro        |
| $Ks=(1/\pi)[(1/2*h)+(1/(D+h))+((1-0,5^{(n-2)/D})]$   |                                      | <u>0,39919</u>     |              |
| Ki = 0,644 + 0,148n  |                                      | 0,80065            |              |
| Es = $(\rho*Ks*Ki*IG)/Ls$  |                                      | <b>4 715,71589</b> | <b>Volt</b>  |
| Kii = $1 / ((2*n)^{(2/n)})$  |                                      | <u>0,24242</u>     |              |
| Kh = $\sqrt{1 + (h/ho)}$ ; ho = 1 mt   |                                      | 1,18322            |              |
| d, diametro del electrodo vertical   |                                      | 0,15240            | metro        |
| $Km = (1/2*\pi)*[\ln[(D^2/(16*h*d))+((D+2*h)^2/(8*D*d))-(h/(4*d))]+(Kii/Kh)*\ln[8/(\pi*(2*n-1))]]$       |                                      | <u>0,77704</u>     |              |
| Lr, longitud vertical del electrodo enterrado  |                                      | 1,10000            | metro        |
| LR, longitud vertical de todos los electrodos enterrados   |                                      | 5,40000            | metro        |
| LM = Lc + $[1,55+1,22(Lr/\sqrt{(Lx^2+Ly^2)})]*LR$  |                                      | 73,53229           | metro        |
| Em = $\rho*Km*Ki*IG / LM$  |                                      | <b>6722,35373</b>  | <b>Volts</b> |
| LT, longitud total del conductor enterrado,<br>(Ancho*#Varilla)+(Largo*#Varilla)+(Long.varilla*#Varilla) |                                      | 166,40000          | metro        |

|  |           |      |    |             |      |
|--|-----------|------|----|-------------|------|
| $R_g = \rho * [(1/LT) + (1/\sqrt{(20A)}) * (1 + (1/(1+h*\sqrt{(20/A)})))]$ | 1,27417   | Ohms |    |             |      |
| RTD = Epr / IG, valor requerido de resistencia                             | 0,39489   | Ohms |    |             |      |
| Epr, voltaje máximo que toleran los equipos sensibles igual a 5000 Volts   |           |      |    |             |      |
| <b>Resumen de cálculos</b>   |           |      |    |             |      |
| Epasso   | 483,23777 | Volt | Es | 4 715,71589 | Volt |
| Econtacto  | 384,10645 | Volt | Em | 6 722,35373 | Volt |
| RTD  | 0,39489   | Ohm  | Rg | 1,27417     | Ohm  |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla A.4 se muestra la memoria de cálculo para el SPT estructural, considerando su ampliación agregando tres electrodos tipo estructural más 20 centímetros de capa de grava.

Tabla A.4. **Memoria de cálculo SPT estructural, sistema ampliado**

| <b>Consideraciones generales</b>                        |                            |     |           |              |           |
|---|----------------------------|-----|-----------|--------------|-----------|
| Acometida eléctrica:                                    | Trifásica estrella 150 KVA |     |           |              |           |
| Consumo por Fase  | 40 Amp                     |     |           |              |           |
| Tiempo de Falla, ts                                     | 12 ciclos                  | √ts | 0,44721   | segundos     |           |
| Parámetro a calcular ú operaciones previas al resultado |                            |     | Resultado | Un.          |           |
| Z% Transformador  |                            |     |           | 0,05000      |           |
| $I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} * V * Z\%)$                   |                            |     |           | 8 337,03868  | Amp       |
| Factor crecimiento, Fc                                  |                            |     |           | 1,50000      |           |
| Factor de decremento, Fd                                |                            |     |           | 1,12500      |           |
| $I_g = I_{cc} * F_d * F_c$                              |                            |     |           | 14 068,75278 | Amp       |
| Sf, 90% de Icc se va al SPT                             |                            |     |           | 0,90000      |           |
| $I_G = I_{cc} * S_f$                                    |                            |     |           | 12 661,87750 | Amp       |
| ρ, resistividad promedio                                |                            |     |           | 62,75000     | Ohm-metro |
| ρs, resistividad superf.                                |                            |     |           | 2 500,00000  | Ohm-metro |
| hs, capa de grava                                       |                            |     |           | 0,20000      | metros    |

|   |   |                    |             |
|---|---|--------------------|-------------|
| $C_s = 1 - ((0,09(1-(\rho/\rho_s)))/(2hs+0,09))$                      |   | 0,82094            |             |
| $E_{\text{contacto70}} = (1\ 000+1,5C_s*\rho_s)*(0,157/\sqrt{ts})$    |   | <b>1 431,81359</b> | Volts       |
| $E_{\text{contacto70}} = (1\ 000+6C_s*\rho_s)*(0,157/\sqrt{ts})$      |   | <b>4 674,06633</b> | Volts       |
| Lc, longitud horizontal conductor enterrado (Ancho*#Var + Largo*#Var) |   | 65,00000           | metros      |
| LR, longitud total electrodos enterrados (Longitud Var * # Var)       |   | 9,90000            | metros      |
| LS = 0,75 Lc + 0,85 LR; Long. Efectiva conduct. Enterr.               |   | 57,16500           | metros      |
| Lp, longitud perimetral del sitio (2*Largo + 2*Ancho)                 |   | 124,00000          | metros      |
| $n_a = 2*L_c / L_p$   |   | 1,04839            |             |
| $n_b = \sqrt{(L_p/(4*\sqrt{A}))}$                                     | Lp, longitud perimetral (2*ancho+2*largo); Area = Ancho*Largo | 1,00959            |             |
| $n_c = ((L_x*L_y)/A)^{0,7A/(L_x*L_y)}$                                | Lx, longitud en x; Ly, longitud en y                          | 1,00000            |             |
| $n_d = D_m / \sqrt{(L_x^2+L_y^2)}$                                    | Dm = distancia más larga, 40 mt                               | 40,00000           |             |
| $n = n_a*n_b*n_c*n_d$ , número efectivo de conductores paralelos      |   | 1,05844            |             |
| D, distancia horizontal entre electrodos                              |   | 10,00000           | metros      |
| h, profundidad de enterramiento de conductor                          |   | 0,40000            | metros      |
| $K_s = (1/\pi)[(1/2*h)+(1/(D+h))+((1-0,5^{n-2})/D)]$                  |   | <u>0,39919</u>     |             |
| $K_i = 0,644 + 0,148n$  |   | 0,80065            |             |
| $E_s = (\rho*K_s*K_i*IG)/L_s$   |   | <b>4 442,25139</b> | <b>Volt</b> |



|   |                    |                    |                |                    |      |
|---|--------------------|--------------------|----------------|--------------------|------|
| $K_{ii} = 1 / ((2^n)^{(2/n)})$  |                    | <u>0,24242</u>     |                |                    |      |
| $K_h = \sqrt{1 + (h/h_o)}$ ; $h_o = 1 \text{ mt}$   |                    | 1,18322            |                |                    |      |
| d, diametro del electrodo vertical  |                    | 0,15240            | metros         |                    |      |
| $K_m = (1/2 \cdot \pi) \cdot [\ln[(D^2/(16 \cdot h \cdot d)) + ((D+2 \cdot h)^2/(8 \cdot D \cdot d)) - (h/(4 \cdot d))] + (K_{ii}/K_h) \cdot \ln[8/(\pi \cdot (2^n - 1))]]$ |                    | <u>0,77704</u>     |                |                    |      |
| Lr, longitud vertical del electrodo enterrado   |                    | 1,10000            | metros         |                    |      |
| LR, longitud vertical de todos los electrodos enterrados  |                    | 8,70000            | metros         |                    |      |
| $LM = L_c + [1,55 + 1,22(L_r/\sqrt{L_x^2 + L_y^2})] \cdot LR$   |                    | 78,74646           | metros         |                    |      |
| $E_m = \rho \cdot K_m \cdot K_i \cdot I_G / LM$   |                    | <b>6 277,23492</b> | <b>Volts</b>   |                    |      |
| LT, longitud total del conductor enterrado,<br>(Ancho*#Varilla)+(Largo*#Varilla)+(Long.varilla*#Varilla)  |                    | 280,70000          | metros         |                    |      |
| $R_g = \rho \cdot [(1/LT) + (1/\sqrt{20A}) \cdot (1 + (1/(1+h \cdot \sqrt{20/A})))]$  |                    | <b>1,12061</b>     | <b>Ohms</b>    |                    |      |
| RTD = Epr / I <sub>G</sub> , valor requerido de resistencia   |                    | <b>0,39489</b>     | <b>Ohms</b>    |                    |      |
| Epr, voltaje máximo que toleran los equipos sensibles igual a 5000 Volts  |                    |                    |                |                    |      |
| <b>Resumen de cálculos</b>  |                    |                    |                |                    |      |
| E <sub>pas</sub>  | <b>4 674,06633</b> | Volt               | Es             | <b>4 442,25139</b> | Volt |
| E <sub>contacto</sub>   | <b>1 431,81359</b> | Volt               | E <sub>m</sub> | <b>6 277,23492</b> | Volt |
| RTD   | <b>0,39489</b>     | Ohm                | R <sub>g</sub> | <b>1,12061</b>     | Ohm  |

Fuente: elaboración propia.

En la tabla A.5 se muestra la memoria de cálculo para el SPT estructural considerando la sustitución de la acometida eléctrica actual, por otra de 30 KVA y agregando una capa de grava de 20 centímetros de espesor en toda la superficie del terreno.

Tabla A.5. Memoria de cálculo SPT estructural, sustitución de acometida eléctrica y agregando capa de grava

| Consideraciones generales   |                           |             |         |           |
|---|---------------------------|-------------|---------|-----------|
| Acometida eléctrica:  | Trifásica estrella 30 KVA |             |         |           |
| Consumo por Fase  | 40 Amp                    |             |         |           |
| Tiempo de Falla, ts   | 12 ciclos                 | $\sqrt{ts}$ | 0,44721 | segundos  |
| Parámetro a calcular ú operaciones previas al resultado                   | Resultado                 |             |         | Un.       |
| Z% Transformador  | 0.05000                   |             |         |           |
| $I_{cc} = KVA / (\sqrt{3} \cdot V \cdot Z\%)$                             | 1 667,40774               |             |         | Amp       |
| Factor crecimiento, Fc  | 1,50000                   |             |         |           |
| Factor de decremento, Fd  | 1,12500                   |             |         |           |
| $I_g = I_{cc} \cdot F_d \cdot F_c$  | 2 813,75056               |             |         | Amp       |
| Sf, 90% de Icc se va al SPT   | 0,90000                   |             |         |           |
| $I_G = I_{cc} \cdot S_f$  | 2 532,37550               |             |         | Amp       |
| $\rho$ , resistividad promedio  | 62,75000                  |             |         | Ohm-metro |
| $\rho_s$ , resistividad superf.   | 2 500,00000               |             |         | Ohm-metro |
| hs, capa de grava   | 0,20000                   |             |         | metros    |
| $C_s = 1 - ((0,09(1 - (\rho/\rho_s)))/(2hs + 0,09))$                      | 0,82094                   |             |         |           |
| $E_{contacto70} = (1\ 000 + 1,5C_s \cdot \rho_s) \cdot (0,157/\sqrt{ts})$ | 1 431,81359               |             |         | Volts     |
| $E_{contacto70} = (1\ 000 + 6C_s \cdot \rho_s) \cdot (0,157/\sqrt{ts})$   | 4 674,06633               |             |         | Volts     |
| Lc, longitud horizontal conductor enterrado (Ancho*#Var + Largo*#Var)     | 65,00000                  |             |         | metros    |
| LR, longitud total electrodos enterrados (Longitud Var * # Var)           | 6,00000                   |             |         | metros    |
| Ls = 0,75 Lc + 0,85 LR; Long. Efectiva conduct. Enterr.                   | 53,85000                  |             |         | metros    |
| Lp, longitud perimetral del sitio (2*Largo + 2*Ancho)                     | 124,00000                 |             |         | metros    |
| na = 2*Lc / Lp  | 1,04839                   |             |         |           |

|  |   |                    |              |
|--|---|--------------------|--------------|
| $nb = \sqrt{Lp/(4*\sqrt{A})}$  | Lp, longitud perimetral<br>(2*ancho+2*largo); Área =<br>Ancho*Largo | 1,00959            |              |
| $nc = ((Lx*Ly)/A)^{0,7A/(Lx*Ly)}$  | Lx, longitud en x; Ly, longitud en y                                | 1,00000            |              |
| $nd = Dm / \sqrt{Lx^2+Ly^2}$   | Dm = distancia más larga, 40 mt                                     | 40,00000           |              |
| n = na*nb*nc*nd, número efectivo de conductores paralelos  |   | 1,05844            |              |
| D, distancia horizontal entre electrodos   |   | 10,00000           | metros       |
| h, profundidad de enterramiento de conductor   |   | 0,40000            | metros       |
| $Ks=(1/\pi)[(1/2*h)+(1/(D+h))+((1-0,5^{(n-2)}/D)]$   |   | <u>0,39919</u>     |              |
| Ki = 0,644 + 0,148n  |   | 0,80065            |              |
| Es = (ρ*Ks*Ki*IG)/Ls   |   | <b>943,14318</b>   | <b>Volt</b>  |
| Kii = 1 / ((2*n)^(2/n))  |   | <u>0,24242</u>     |              |
| Kh = √(1 + (h/ho)); ho = 1 mt  |   | 1,18322            |              |
| d, diametro del electrodo vertical   |   | 0,15240            | metros       |
| $Km = (1/2*\pi)*[\ln[(D^2/(16*h*d))+((D+2*h)^2/(8*D*d))-(h/(4*d))]+(Kii/Kh)*\ln[8/(\pi*(2*n-1))]]$ |   | <u>0,77704</u>     |              |
| Lr, longitud vertical del electrodo enterrado  |   | 1,10000            | metros       |
| LR, longitud vertical de todos los electrodos enterrados   |   | 5,40000            | metros       |
| LM = Lc + [1,55+1,22(Lr/√(Lx^2+Ly^2))]*LR  |   | 73,53229           | metros       |
| Em = ρ*Km*Ki*IG / LM   |   | <b>1 344,47075</b> | <b>Volts</b> |
| LT, longitud total del conductor enterrado,  |   | 166,40000          | metros       |

|  |                 |             |
|--|-----------------|-------------|
| (Ancho*#Varilla)+(Largo*#Varilla)+(Long.varilla*#Varilla)                                |                 |             |
| <b><math>R_g = \rho * [(1/LT) + (1/\sqrt{20A}) * (1 + (1/(1+h*\sqrt{20/A})))]</math></b> | <b>1,27417</b>  | <b>Ohms</b> |
| RTD = Epr / IG, valor requerido de resistencia   | <b>1,,97443</b> | <b>Ohms</b> |
| Epr, voltaje máximo que toleran los equipos sensibles igual a 5000 Volts                 |                 |             |

| <b>Resumen de cálculos</b> |                    |      |    |                    |      |
|----------------------------|--------------------|------|----|--------------------|------|
| Epasso                     | <b>4 674,06633</b> | Volt | Es | <b>943,14318</b>   | Volt |
| Econtacto                  | <b>1 431,81359</b> | Volt | Em | <b>1 344,47075</b> | Volt |
| RTD                        | <b>1,97443</b>     | Ohm  | Rg | <b>1,27417</b>     | Ohm  |

Fuente: elaboración propia.